Office national de l'énergie

National Energy Board

Motifs de décision

Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.

RH-4-2010

Juin 2011

Droits définitifs de 2010
(Question des fonds versés dans le compte de garantie bloqué)

Canada

Office national de l'énergie

Motifs de décision

Relativement à

Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.

Droits définitifs de 2010
(Question des fonds versés dans le compte de garantie bloqué)

RH-4-2010

Juin 2011

Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et/ou sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : info@neb-one.gc.ca

Permission to Reproduce

Materials may be reproduced for personal, educational and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the National Energy Board, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the National Energy Board is identified as the source institution; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with, or with the endorsement of the National Energy Board.

For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please e-mail: info@neb-one.gc.ca

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2011 représentée par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE22-1/2011-2F
ISBN 978-1-100-97501-6

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles. On peut obtenir cette publication sur supports multiples, sur demande.

Demandes d'exemplaires :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Fax : 403-292-5576
Téléphone : 403-299-3562
1-800-899-1265

Des exemplaires sont également disponibles à la bibliothèque de l'Office
(rez-de-chaussée)

Imprimé au Canada

©Her Majesty the Queen in Right of Canada 2011 as represented by the National Energy Board

Cat No. NE22-1/2011-2E
ISBN 978-1-100-18801-0

This report is published separately in both official languages. This publication is available upon request in multiple formats.

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: 403-292-5576
Phone: 403-299-3562
1-800-899-1265

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada

Table des matières

Liste des figures ii
Liste des tableaux ii
Liste des annexes ii
Abréviations iii
Exposé et comparutions v

1. Introduction 1
1.1 Contexte 1
1.2 Teneur de la demande 3
1.3 Processus d'audience 3
1.4 Requête de l'ECPG 4

2. Contexte – Évolution de la question des fonds versés dans le compte de garantie bloqué 5
2.1 Contrats et ententes 5
2.2 Perspectives initiales liées à l'approvisionnement et au marché 8
2.3 Rapport sur la productibilité - 2007 9
2.4 Compte de garantie bloqué 9

3. Risques financiers et commerciaux 11
3.1 Concepts financiers 11
3.2 Incertitude de l'approvisionnement 12
3.3 Incidence de l'incertitude de l'approvisionnement 13
3.4 Responsabilité relativement au risque 15
3.5 Opinion de l'Office 16

4. Traitement du compte de garantie bloqué 19
4.1 Caractérisation du compte de garantie bloqué 19
4.2 Accords financiers regroupés en un montage financier 25
4.3 Rendement équitable 27

5. Dispositif 32

Liste des figures

1-1 Réseau de M&NP 2
4-1 Distributions cumulées depuis 2008 pour les trois scénarios 30

Liste des tableaux

2-1 Durée estimée des réserves 8
2-2 Débit et frais 9

Liste des annexes

I. Liste des questions 34
II. Ordonnance TG-03-2011 35

Abréviations

ADI	Autres découvertes importantes dans la zone de l'île de Sable
AUP	Accords d'utilisation du réseau
commanditaires	Associés possédant une part sociale dans le gazoduc
commandité	Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.
compte de garantie bloqué	Compte établi afin de confier des fonds à un tiers jusqu'à la réalisation de certaines conditions, conformément à une convention écrite
demandeur	M&NP Management Limited, au nom des commanditaires
ECPG	East Coast Producer Group
entente d'appui conclue avec Mobil	Entente sur 20 ans conclue entre la société en commandite, d'une part, et Mobil Oil Canada Properties et Mobil Canada Products Ltd., d'autre part, aux termes de laquelle les entités de Mobil devront verser des paiements à l'égard de la capacité garantie n'ayant pas été souscrite jusqu'à concurrence de 184 548 GJ/j (175 760 MBTU/j)
ESG	Ententes de service garanti
fonds mis en main tierce	Fonds détenus par l'entremise du compte de garantie bloqué
GJ/j	Gigajoules par jour
GLJ	Gilbert Lausten Jung Associates Ltd.
Loi	*Loi sur l'Office national de l'énergie*
M&NP	Maritimes & Northeast Pipeline
MBTU/j	Millions de BTU par jour
MÉNÉ	Ministère de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse
Montant exigé dans le compte de garantie bloqué	Cumul des montants en dollars devant se trouver dans le compte de garantie bloqué, conformément aux conditions décrites dans la notice d'offre de 1999
notice d'offre de 1999	Document daté du 24 juin 1999 décrivant les billets garantis de premier rang devant être émis par Maritimes & Northeast Pipeline Limited Partnership

obligations de 1999	Titres d'emprunt émis par M&NP Limited Partnership sous forme d'obligations en 1999
obligations de 2009	Titres d'emprunt émis par M&NP Limited Partnership sous forme d'obligations en 2009
Office ou ONÉ	Office national de l'énergie
PÉES	Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable
rapport Beck	Rapport préparé par un ingénieur indépendant pour le compte de Maritimes & Northeast Pipeline Limited Partnership sur la conception, la construction et l'exploitation du réseau pipelinier de Maritimes & Northeast, dont les résultats d'exploitation projetés. Ce rapport est une pièce jointe à la notice d'offre de 1999.
rapport GLJ de 1999	Rapport d'un ingénieur de gisements indépendant intitulé *Sable Offshore Energy Project (Plus Other Significant Discoveries on the Scotian Shelf) - Appraisal of Reserves and Deliverability – A Study Prepared For Lenders to Maritimes and Northeast Pipeline, L.L.C. and Maritimes & Northeast Pipeline Limited Partnership* (mai 1999). Ce rapport est une pièce jointe à la notice d'offre de 1999.
rapport sur la productibilité - 2007	Rapport sur la productibilité publié par M&NP Management Ltd. en novembre 2007 et préparé par un ingénieur de gisements indépendant, conformément aux procédés énoncés dans les documents financiers et les ententes avec les marchés financiers de M&NP, dans le but de déterminer la date prévue de diminution de la production
Règlement négocié	Règlement négocié visant les droits exigibles par M&NP pour 2010, déposé auprès de l'Office le 2 mars 2010
règles d'allocation des flux de trésorerie pour la période d'exploitation	Ordre de priorité établi dans les documents de financement relativement aux flux de trésorerie liés au projet pendant la période d'exploitation
réseau	Réseau de gazoducs exploité par M&NP Management Ltd. reliant Goldboro, en Nouvelle-Écosse, à un point situé près de St. Stephen, au Nouveau-Brunswick, à la frontière entre le Canada et les États-Unis
société en commandite	Maritimes & Northeast Pipeline Limited Partnership
Tpi^3	Billion de pieds cubes

Exposé et comparutions

RELATIVEMENT À la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Loi) et à ses règlements d'application;

RELATIVEMENT À une demande déposée par Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd., au nom de Maritimes & Northeast Pipeline Limited Partnership, en vue de faire approuver les droits définitifs pour 2010 aux termes de la partie IV de la Loi, demande déposée auprès de l'Office national de l'énergie (l'Office ou l'ONÉ) le 26 juillet 2010 sous le numéro de dossier OF-Tolls-Group1-M124-2010-01 01;

RELATIVEMENT À l'ordonnance d'audience RH-4-2010 délivrée le 13 octobre 2010.

ENTENDUE à Halifax, en Nouvelle-Écosse, du 1er au 3 mars 2011, et à Calgary, en Alberta, les 23 et 24 mars 2011.

DEVANT :

R.J. Harrison, c.r.	Membre présidant l'audience
R.R. George	Membre
L. Mercier	Membre

Comparutions	**Participants**	**Témoins**
L.E. Smith N. Gretener	Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.	M. Whalen M. Rideout C. Inskip J. Vander Weide K. McShane J. Reed
B. Armstrong	*6720471 Canada Ltd. (ATCO Midstream)	
D. Crowther	*Alliance Pipeline Ltd.	
N. Guay	*AltaGas Holdings Inc.	
C.K. Yates	East Coast Producer Group	H.W. Johnson J.D. McCormick
	- EnCana Corporation	R.K. Powell
	- Pétrolière Impériale Ressources Limitée et ExxonMobil Canada Properties	R.R. Moore
	- Mosbacher Operating Ltd.	R. Dingwall
	- Pengrowth Corporation	J. MacDonald
	- Shell Canada Energy	R. Gall
I. Johnston	*Emera Energy Incorporated	

D. Davies	*Enbridge Southern Lights GP
J. Haynes	Heritage Gas Limited
R. Block	*Kinder Morgan Canada Inc.
R. Gallant A. Trenholm	Nova Scotia Power Inc.
J. Scott	*TransCanada PipeLines Limited
J. Green	*Utility Group Facilities Inc.
B. Pydee	*Westcoast Energy Inc. (St. Clair Pipelines Management Inc. et Spectra Energy Midstream Canada Partner Corporation)
M. Rieksts B. O'Halloran	Gouvernement de la Nouvelle-Écosse
R. Kolber M. Haug	Office national de l'énergie

* Participation à la requête présentée par l'East Coast Producer Group seulement

Chapitre 1

Introduction

1.1 Contexte

En 1996, un consortium a prévu la mise en valeur de six champs gaziers situés sur la Plate-forme Scotian. Le Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable (PÉES) était considéré comme un projet d'amorce devant faire la promotion de la mise en valeur future des réserves gazières dans la zone extracôtière de la Plate-forme Scotian.

En 1997, l'Office national de l'énergie (l'ONÉ ou l'Office) a approuvé une demande présentée par Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd., au nom de Maritimes & Northeast Pipeline Limited Partnership, en vue de la construction et de l'exploitation du réseau pipelinier de Maritimes & Northeast (le réseau). Le réseau avait pour objet de transporter du gaz naturel du PÉES vers des marchés du Canada et des États-Unis. Il s'agissait d'un réseau de gazoducs dont le point d'origine se trouvait à Goldboro, en Nouvelle-Écosse, et qui traversait les provinces de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick pour aboutir à la frontière canado-américaine, près de St. Stephen, au Nouveau-Brunswick (voir la figure 1-1).

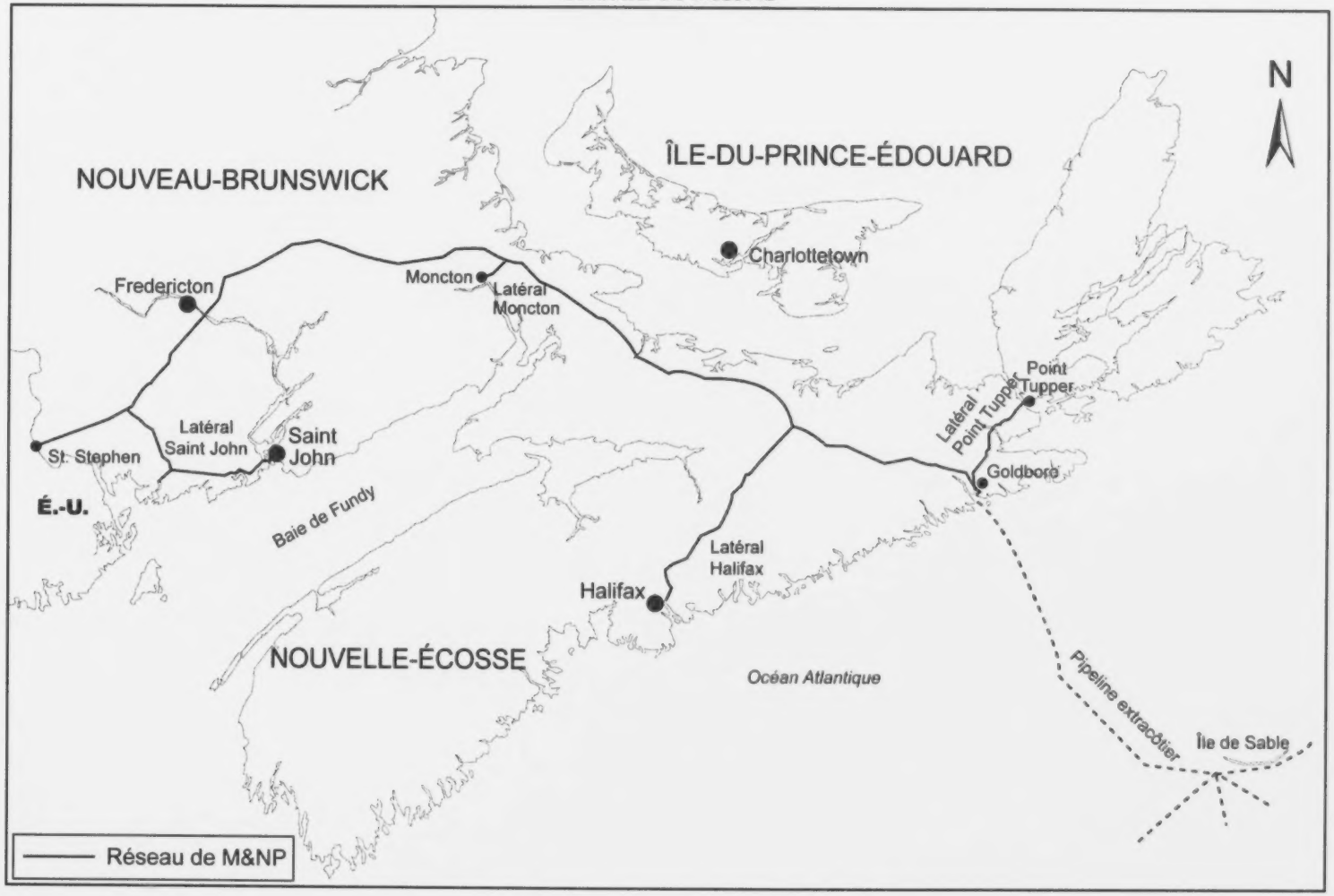
Maritimes & Northeast Pipeline Limited Partnership, société en commandite regroupant plusieurs entités (les commanditaires) a conçu le réseau[1]. À titre de commandité, Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd. détient le réseau et en assure l'exploitation au nom des commanditaires. Il s'agit d'une société au sens de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la Loi). La convention de société en commandite précise entre autres les pouvoirs, les fonctions et les obligations du commandité, notamment :

> [Traduction] (…) le commandité a le droit et le pouvoir exclusifs i) de gérer, de contrôler, d'administrer et d'exploiter la société en commandite, y compris ses activités commerciales et affaires internes et ii) à l'égard de toute question décrite à la clause i), d'accomplir un acte, d'introduire une instance, de prendre une décision et de signer, puis livrer un acte, une convention ou un document pour et au nom de la société en commandite.
>
> (…)

1 Selon la preuve de 2010 du demandeur, le commandité détient une participation de 1 % dans la société en commandite. Les commanditaires et leur participation respective s'établissaient comme suit en décembre 2010 : Spectra Energy Midstream Holdings Limited Partnership (société mère : Spectra Energy Corp.) - 38,38 %; Spectra Energy MNEP Holdings Limited Partnership (société mère : Spectra Energy Corp.) - 38,38 %; NSP Pipeline Incorporated (société mère : Emera Incorporated) - 12,79 %; ExxonMobil Canada Hibernia Finance Ltd. (société mère : Exxon Mobil Corporation) - 9,45 % et M&NP Management Ltd. (commandité) - 1 %.

Selon la notice d'offre de 1999, les commanditaires et leur participation respective étaient les suivants : M&N PanEnergy Ltd. (filiale en propriété exclusive de Duke Capital Corporation) - 37,125 %; Westcoast - 37,125 %; Mobil Resources Ltd. (filiale en propriété exclusive détenue indirectement par Mobil Corporation) - 12,375 % et NSP Pipeline Incorporated (filiale en propriété exclusive de NS Power) - 12,375 %. Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd. était le commandité détenant une participation de 1 % et était détenu par les commanditaires proportionnellement à leur participation.

Figure 1-1
Réseau de M&NP



Toute mesure prise par le commandité au nom de la société en commandite en conformité avec les dispositions de la présente convention et de la convention d'actionnaires est réputée être le fait de la société et lie celle-ci, ce qui évitera aux parties qui font affaire avec la société d'avoir à s'enquérir au sujet du pouvoir du commandité de prendre une telle mesure.

1.2 Teneur de la demande

Le 26 juillet 2010, le commandité au nom des commanditaires (le demandeur) a déposé une demande auprès de l'ONÉ en vue de faire approuver les droits définitifs pour 2010 aux termes de la partie IV de la Loi (la demande).

Le 17 décembre 2009, l'Office a délivré l'ordonnance TGI-05-2009 ayant pour effet d'approuver les droits provisoires exigibles sur le réseau en 2010. Le 2 mars 2010, le demandeur a déposé auprès de l'Office une demande en vue de l'approbation de son règlement négocié et de droits provisoires révisés pour 2010. Le demandeur a indiqué que le règlement négocié satisfaisait aux exigences de l'Office énoncées dans le document intitulé *Lignes directrices révisées relatives aux règlements négociés sur le transport, les droits et les tarifs* daté du 12 juin 2002. Le demandeur a souligné que le règlement tient compte de tous les points prescrits, sauf celui portant sur la mise en main tierce de fonds aux termes de ses modalités de financement[2]. Par conséquent, les droits visés par le règlement négocié de 2010 continueront d'être provisoires jusqu'à ce que la question des fonds versés dans le compte de garantie bloqué soit résolue. Le 17 mars 2010, l'Office a approuvé, au moyen de l'ordonnance TGI-01-2010, le règlement négocié et les droits provisoires révisés pour 2010, avec prise d'effet le 1er avril 2010.

La demande déposée auprès de l'Office sollicite l'approbation des droits définitifs de 2010 qui comprennent :

- les droits provisoires établis par le règlement négocié de 2010 et
- un montant compensatoire de 30,38 millions de dollars pour les fonds détenus en 2010 dans le compte de garantie bloqué (les fonds mis en main tierce), y compris un rendement du capital-actions sur 100 % des fonds mis en main tierce et une majoration aux fins de l'impôt.

Le demandeur a également sollicité l'approbation d'un accroissement de l'impôt au titre du compte de report de l'impôt établi dans le cadre du règlement de 2010, afin de tenir compte de la majoration visant à compenser les fonds mis en main tierce.

1.3 Processus d'audience

Le 13 octobre 2010, l'Office a délivré l'ordonnance d'audience RH-4-2010 ayant pour effet d'établir un processus pour déterminer s'il y a lieu de compenser le demandeur à même les besoins en produits de 2010 pour les fonds détenus dans le compte de garantie bloqué et, dans

---

2 Les fonds mis en main tierce sont des fonds détenus dans un compte de garantie bloqué jusqu'à la réalisation de certaines conditions financières. Une convention stipule les conditions de blocage des fonds.

l'affirmative, la manière d'établir le montant compensatoire (voir l'annexe 1 - Liste des questions).

L'Office a souligné que, dans l'éventualité où sa décision autoriserait la compensation du demandeur pour les fonds versés dans le compte de garantie bloqué, il accorderait aux parties un délai pour négocier le montant compensatoire approprié. Faute d'une entente entre les parties, l'Office établirait un autre processus pour déterminer le montant compensatoire approprié. Si l'Office déterminait que le demandeur ne devrait pas se voir accorder de montant compensatoire pour les fonds versés dans le compte de garantie bloqué, il établirait les droits définitifs de 2010 à un montant égal aux droits provisoires de 2010 prévus au règlement négocié.

Le 2 novembre 2010, à la demande des parties, l'Office a modifié le calendrier des événements joint à l'ordonnance d'audience RH-4-2010, de manière à leur accorder davantage de temps. Le volet probatoire de l'audience orale a eu lieu à Halifax, en Nouvelle-Écosse, du 1er au 3 mars 2011, tandis que les plaidoiries finales ont été présentées à Calgary, en Alberta, les 23 et 24 mars 2011.

1.4 Requête de l'ECPG

Le 15 février 2011, l'East Coast Producer Group (ECPG) a déposé devant l'Office un Avis de requête et une demande en vue de la délivrance d'une ordonnance de rejet de la demande[3]. Les membres de l'ECPG sont ExxonMobil Canada Properties, Pétrolière Impériale Ressources, Shell Canada Energy, EnCana Corporation, Pengrowth Corporation et Mosbacher Operating Ltd. Le groupe a déposé un Avis de requête au motif qu'il n'est pas du ressort de l'Office d'accéder à la demande, principalement parce que la mesure compensatoire est sollicitée par et pour la société en commandite.

Le 18 février 2011, l'Office a envoyé une lettre pour indiquer que la requête de l'ECPG soulève une importante question de droit et qu'à son avis, elle pourrait avoir une incidence sur la structure commerciale de certaines entités réglementées par l'Office. L'Office a par conséquent sollicité les observations écrites des sociétés pipelinières et des sociétés d'exploitation d'une ligne internationale de transport d'électricité qui sont assujetties à sa réglementation et leur participation à la plaidoirie orale au sujet de la requête[4], laquelle a eu lieu le 23 mars 2011.

L'Office a conclu qu'il n'est pas nécessaire de rendre une décision concernant la requête étant donné sa décision relativement à la demande visant les droits définitifs de 2010.

---

3 La requête, les observations écrites, les plaidoiries finales et les transcriptions de l'audience sont accessibles depuis le site Web de l'Office.

4 Outre l'ECPG et M&NP, les sociétés suivantes ont déposé des observations écrites : Alliance Pipeline Ltd., Enbridge Southern Lights GP, Kinder Morgan Canada Inc., TransCanada PipeLines Ltd. et Westcoast Energy Inc. Par ailleurs, Utility Group Facilities Inc. et 6720471 Canada Ltd. (ATCO Midstream) ont manifesté leur intérêt à participer à l'audience relative à la requête, mais n'ont pas fait d'observations écrites. L'Office remercie ces sociétés de leur participation et de leur contribution au processus de requête.

Chapitre 2

Contexte – Évolution de la question des fonds versés dans le compte de garantie bloqué

Dans ses Motifs de décision GH-6-1996, l'Office a déclaré que les circonstances auxquelles faisait face le pipeline étaient notablement différentes de celles auxquelles faisaient face les autres compagnies pipelinières que réglemente l'Office. C'était un projet complètement nouveau, ses seules sources de gaz étaient des champs nouveaux et non éprouvés, devant desservir un marché inconnu au Canada et faire face à une concurrence importante pour son marché d'ancrage dans le Nord-Est des États-Unis[5].

Pour structurer son projet, le demandeur a collaboré avec des expéditeurs voulant entrer dans la concurrence des marchés gaziers du Nord-Est des États-Unis ainsi qu'avec des prêteurs préoccupés par les zones productives possibles du nouveau bassin d'approvisionnement.

2.1 Contrats et ententes

Ententes avec les expéditeurs et les producteurs

Datée du 24 juin 1999, la notice d'offre de 1999 décrit les billets garantis de premier rang devant être émis par Maritimes & Northeast Pipeline Limited Partnership. Selon cette notice, le demandeur a établi les contrats suivants :

- des ententes de service garanti (ESG) avec les expéditeurs pour une période maximale de 20 ans;
- une entente d'appui avec Mobil Oil Canada Properties et Mobil Canada Products Ltd. (l'entente d'appui conclue avec Mobil),
  - pour une durée de 20 ans au cours de laquelle les entités de Mobil devront verser des paiements à l'égard de la capacité garantie n'ayant pas été souscrite jusqu'à concurrence de 184 548 GJ/d (175 760 MBTU/j)[6] et
  - selon laquelle les droits exigibles au Canada seront inférieurs à 0,75 $/MBTU au cours des cinq premières années d'exploitation du réseau;
- des accords d'utilisation du réseau (AUR) conclus avec les producteurs du PÉES afin de réduire le risque que soit construit un gazoduc concurrent.

Ensemble, les ESG et l'entente d'appui conclue avec Mobil ont donné lieu à des contrats sur près de 20 ans à l'égard de 467 250 GJ/j (445 000 MBTU/j). Ces contrats représentent 84 % de la

5 GH-6-96, p. 15

6 La preuve a été déposée en unité de mesure anglo-saxonne (millions de BTU ou MBTU) que l'Office a convertie en multipliant le montant indiqué en MBTU par un facteur de conversion de 1,05 afin d'obtenir une mesure métrique en gigajoules (GJ).

capacité nominale initiale du réseau de 556 500 GJ/j (530 000 MBTU/j) indiquée dans la décision GH-6-96. En 1999, un rapport commandé par le demandeur (pièce jointe de la notice d'offre de 1999) établissait que la capacité du réseau pourrait atteindre 609 000 GJ/j (580 000 MBTU/j) sans installation de compression.

Emprunt bancaire initial et obligations de 2009

Au départ, le demandeur a eu recours à une combinaison d'emprunts bancaires et d'emprunts obligataires pour financer le réseau. Le montant en capital de l'emprunt bancaire a été remboursé en partie au cours du terme initial de dix ans, le solde devant faire l'objet d'un versement forfaitaire et final en 2009. Le demandeur a eu recours à des emprunts obligataires (les obligations de 2009) pour effectuer ce versement forfaitaire et final en 2009. Il s'agissait de billets garantis de premier rang d'un montant de 190 millions de dollars à 4,34 % et échéant en 2019.

Obligations de 1999

En 1999, le demandeur a également eu recours à des emprunts obligataires d'un montant de 260 millions de dollars, assortis d'une échéance de 20 ans (les obligations de 1999). Le demandeur comptait sur le renouvellement des ESG et la conclusion de nouvelles ESG pour obtenir des engagements à l'égard de la capacité garantie de 556 500 GJ/j (530 000 MBTU/j), de la deuxième année d'exploitation du réseau jusqu'à l'échéance des obligations de 1999, en 2019. Or, dans le cadre des négociations visant à obtenir le financement initial des obligations de 1999, le commandité a traité avec des prêteurs qui étaient réticents à dépendre uniquement des contrats de gaz. Ces derniers préféraient dépendre de réserves gazières prouvées ou du débit prévu du gazoduc pour s'assurer du remboursement des emprunts. Les prêteurs ont ainsi assorti les accords financiers de diverses conditions afin de garantir le plus possible le remboursement de la dette.

La notice d'offre de 1999 et plusieurs documents connexes décrivent en détail les modalités, notamment :

- un taux d'intérêt de 6,9 % sur les obligations de 1999, payable deux fois l'an à compter de 1999;
- un levier financier (ou une proportion du financement par emprunt) maximal de 75 %;
- des remboursements de 13 000 000 $ chaque année en mai et en novembre, de 2010 à 2019;
- un ordre de priorité relativement aux paiements au comptant, établi selon les règles d'allocation des flux de trésorerie pour la période d'exploitation, prévoyant l'allocation des flux de trésorerie à une série de comptes en garantie;
- des provisions au titre des avances aux commanditaires.

Au nom des commanditaires, le commandité s'est engagé à l'égard de la notice d'offre de 1999.

Clause d'entiercement et déclenchement de son application

La notice d'offre de 1999 exigeait la préparation d'un rapport sur la productibilité par un ingénieur indépendant. Ce rapport visait à garantir qu'en l'absence de réserves ou d'une

productibilité supplémentaires à la fin de la huitième année d'exploitation, il serait possible de nantir entièrement en espèces le reste de la dette obligataire en plus ou moins 13 ans (c'est-à-dire pendant la durée de vie de la réserve prouvée). Les prêteurs craignaient que les estimations de la durée de vie des réserves ne soient inférieures au terme du financement de 20 ans. Les prêteurs étaient également préoccupés par la possibilité d'une production rapide des réserves, à la capacité maximale de 609 000 GJ/j (580 000 MBTU/j) du réseau, ce qui pourrait entraîner l'épuisement des réserves avant l'échéance des obligations de 1999.

L'application de certaines clauses (collectivement, la clause d'entiercement) serait déclenchée en cas d'insuffisance de la production gazière pour soutenir un débit de 609 000 GJ/j (580 000 MBTU/j) jusqu'à l'échéance des obligations. Plus particulièrement, si les approvisionnements gaziers ne permettent pas de soutenir ce débit jusqu'en 2019, c'est-à-dire jusqu'à l'échéance des obligations de 1999, la clause d'entiercement serait déclenchée.

La notice d'offre détermine le montant à mettre en main tierce qui, en cas d'application de la clause d'entiercement, est le montant nécessaire pour acquitter tous les coûts futurs liés aux obligations de 1999. Le montant à mettre en main tierce baisse chaque année, à mesure que les paiements d'intérêt sont versés. Ce montant devrait se chiffrer à 263 millions de dollars en 2012 et continuer de baisser jusqu'à ce que la dette soit complètement remboursée (ou refinancée).

Selon les règles d'allocation des flux de trésorerie pour la période d'exploitation, le montant requis doit avoir été versé dans le compte de garantie bloqué avant que les flux de trésorerie ne puissent être alloués à des fins subordonnées. Au fil des versements, le solde du compte de garantie bloqué s'accroît jusqu'à ce qu'il atteigne le montant dégressif exigé. Le compte de garantie bloqué est alors entièrement capitalisé et aucun autre dépôt n'est nécessaire. Tel qu'il est précisé dans les règles d'allocation des flux de trésorerie pour la période d'exploitation, l'excédent par rapport au montant dégressif exigé dans le compte d'une année à l'autre est débloqué pour servir à d'autres fins.

La notice d'offre de 1999 prévoyait un nombre illimité de répétitions des essais gaziers si la clause d'entiercement risquait d'être appliquée en raison des résultats d'un essai. Ainsi, si un autre essai montrait que l'approvisionnement en gaz serait suffisant pour soutenir un débit de 609 000 GJ/j (580 000 MBTU/j) jusqu'à l'échéance des obligations de 1999, le montant exigé dans le compte de garantie bloqué tomberait à zéro, ce qui débloquerait les fonds mis en main tierce pour leur utilisation à d'autres fins.

L'application de la clause d'entiercement a pour principal effet d'interrompre les distributions en trésorerie aux investisseurs jusqu'à ce que le compte de garantie bloqué soit entièrement capitalisé.

Selon les accords financiers, le demandeur peut prêter des fonds mis en main tierce à l'un ou l'autre des commanditaires si le commanditaire satisfait à certaines exigences de solvabilité ou s'il délivre une lettre de crédit. En cas de défaut cependant, le demandeur pourrait demander le remboursement à vue des fonds prêtés. L'inclusion d'une telle option dans les accords financiers visait à réduire le plus possible l'incidence de l'application de la clause d'entiercement sur les commanditaires.

2.2 Perspectives initiales liées à l'approvisionnement et au marché

Les prêteurs et les preneurs fermes voulaient une certaine assurance que l'approvisionnement serait suffisant pour utiliser convenablement ou efficacement la capacité de 609 000 GJ/j (580 000 MBTU/j) du réseau tout au long du terme de 20 ans des obligations, sans égard au niveau de souscription de la capacité. En 1999, le demandeur a commandé à Gilbert Lausten Jung Associates Ltd. (GLJ) un rapport afin de fournir aux prêteurs une évaluation indépendante des ressources pétrolières et de la productibilité des champs du PÉES et des autres découvertes importantes (ADI).

Ce rapport, le rapport GLJ de 1999, visait à déterminer la durée en année des réserves des champs du PÉES et des ADI selon un scénario de base où la demande se chiffrerait à 467 250 GJ/j (445 000 MBTU/j) la première année et à 556 500 GJ/j (530 000 MBTU/j) par la suite. Le demandeur a fourni le scénario de base à GLJ. Le demandeur a également demandé à GLJ d'analyser un scénario de rechange où la demande s'élèverait à 609 000 GJ/j (580 000 MBTU/j), soit à la capacité physique maximale du réseau.

Le rapport GLJ de 1999 a déterminé la durée de vie probable des réserves selon les deux scénarios, en fonction d'une gamme de probabilités. Le rapport traitait plus particulièrement du nombre d'années pendant lesquelles les réserves pourraient soutenir chacun des deux scénarios au moyen des réserves prouvées, des réserves probables, des réserves possibles et des réserves escomptées selon une pondération probabiliste[7]. Avec le déclin de la production d'ensemble des champs du PÉES, on s'attendait à ce que les pénuries de l'approvisionnement soient contrebalancées par la mise en valeur d'ADI, notamment de puits de gaz profonds dans les champs du PÉES, pour lesquels très peu de données étaient disponibles, et de réserves non encore découvertes sur la Plate-forme Scotian.

Le tableau 2-1 indique la période pendant laquelle les réserves pourraient répondre à la demande selon les estimations de GLJ, qui sont fondées sur les renseignements relatifs aux champs du PÉES et sur les ADI les plus prometteuses.

Tableau 2-1
Durée estimée des réserves[8]

	Hypothèse de demande	Capacité de répondre à la demande (en années)	
Catégorie de réserve	**MBTU/j**	**PÉES seulement**	**PÉES et ADI**
Prouvée	530 000	12	15
Valeur attendue	530 000	15	19
Valeur attendue	580 000	13	17

7 Le rapport GLJ de 1999 utilise le terme « réserves prouvées » pour désigner les réserves dont la probabilité de production est égale ou supérieure à 80 %, « réserves probables » pour désigner les réserves dont la probabilité de production est inférieure à 80 %, mais supérieure à 40 % et « réserves possibles » pour désigner les réserves dont la probabilité de production est inférieure à 40 %, mais supérieure à 10 %. Les réserves dont une valeur est attendue sont déterminées selon une moyenne pondérée par la probabilité ou la valeur moyenne déterminée au moyen de méthodes probabilistes. Les réserves dont une valeur est attendue correspondent en gros à une estimation des réserves prouvées plus les réserves probables.

8 Les renseignements sont tirés du rapport sur la productibilité préparé par GLJ en 1999 (p. C-3).

Le rapport GLJ de 1999 a estimé à 15 années la capacité des réserves prouvées de répondre à la demande du scénario de base. Avec l'apport des réserves dont une valeur est attendue, l'offre pourrait répondre à la demande du scénario de base pendant 19 ans.

Selon le scénario de rechange, le débit correspond à celui du scénario de base pendant les deux premières années avant de s'élever à 609 000 GJ/j (580 000 MBTU/j) par la suite. Le rapport GLJ de 1999 a estimé à 17 années la capacité des réserves dont une valeur est attendue des six champs du PÉES plus les ADI. Le rapport GLJ de 1999 précisait que le scénario ne tenait compte ni des limites du réseau et des installations ni de l'économie.

La notice d'offre de 1999 comportait également des prévisions quant aux droits et au total des produits d'exploitation selon le scénario de base et l'autre scénario. Le tableau 2-2 fait état des prévisions relatives aux droits pour les premières années d'exploitation du réseau.

Tableau 2-2
Débit et frais[9]

	Scénario de base		Scénario de rechange	
Scénario	**Débit**	**Frais de réservation**	**Débit**	**Frais d'utilisation**
Année	**MBTU/j**	**$/MBTU**	**MBTU/j**	**$/MBTU**
2001	530 000	0,7384	530 000	0,7415
2002	530 000	0,7332	580 000	0,7158
2003	530 000	0,7247	580 000	0,7084
2004	530 000	0,7169	580 000	0,7017
2005	530 000	0,7186	580 000	0,7038

2.3 Rapport sur la productibilité - 2007

En 2007, le demandeur a commandé un autre rapport à GLJ. Conformément aux exigences des accords financiers, ce rapport évaluait la productibilité pour les huit années suivantes, selon une capacité de 609 000 GJ/j (580 000 MBTU/j). Le rapport a été commandé dans le but de déterminer la date à laquelle l'approvisionnement en gaz n'arriverait plus à soutenir ce débit (appelée « date prévue de diminution de la production » dans les accords financiers).

En novembre 2007, GLJ a mis à jour ses prévisions relatives à l'utilisation du réseau. Selon le rapport sur la productibilité – 2007, la capacité de production cumulée des champs du PÉES, du champ McCully, du projet Deep Panuke et des ADI au large des côtes n'arrivait pas à soutenir le niveau de débit de 609 000 GJ/j (580 000 MBTU/j) et n'y arriverait pas à l'avenir. Par conséquent, l'application de la clause d'entiercement a été déclenchée.

2.4 Compte de garantie bloqué

Une fois l'application de la clause déclenchée, en 2007, le demandeur a commencé à transférer au compte de garantie bloqué des flux de trésorerie liés aux droits perçus. Le solde du compte de

9 Pièce B5-2, notice d'offre de 1999, annexe B, rapport d'ingénieur indépendant (rapport Beck), p. B-42 pour le scénario de base et p. B-58 pour le scénario de rechange (en anglais seulement)

garantie bloqué s'élevait à 58 millions de dollars à la fin de 2008 et à 133 millions de dollars à la fin de 2009. Il avait atteint 190 millions de dollars à la fin de 2010, pour un solde moyen de 161 millions de dollars en 2010.

La présente instance porte sur la question de savoir si les droits exigés par le demandeur devraient inclure un montant compensatoire pour les fonds versés dans le compte de garantie bloqué et, le cas échéant, sur la manière d'établir ce montant.

L'acte de fiducie-sûreté restreint les placements de fonds du compte de garantie bloqué à des placements à faible risque, notamment à des dépôts à terme dans des banques à charte et à des titres du Trésor du Canada, afin de respecter les exigences en matière de solvabilité et de liquidité. Le rendement moyen des fonds mis en main tierce n'a pas atteint 1 % en 2009.

Le compte de garantie bloqué sera entièrement capitalisé lorsque son solde correspondra au montant (dégressif) exigé. Le compte de garantie bloqué devrait être entièrement capitalisé au deuxième trimestre de 2012, moment où le solde devrait atteindre 263 millions de dollars.

Chapitre 3

Risques financiers et commerciaux

L'Office a divisé les questions examinées dans le cadre de l'instance et les aborde séparément dans les chapitres qui suivent. Le chapitre 3 porte sur l'approvisionnement, le risque et la responsabilité du financement. Le chapitre 4 traite de la caractérisation du compte de garantie bloqué et de l'incidence sur l'intérêt et le rendement équitable.

3.1 Concepts financiers

Pour comprendre les questions examinées aux présentes, il est utile de revoir quelques principes généraux ayant trait aux risques financiers et commerciaux.

Le terme « risque commercial » désigne tout risque pouvant avoir une incidence sur la capacité des actifs de générer des produits. Le terme « risque financier » décrit les risques découlant des accords financiers. Les risques financiers peuvent provenir du montant de la dette dans la structure du capital, des taux d'intérêt ou des dispositions des accords de financement par emprunt. Les investisseurs ressentent les effets des risques commerciaux, du fait de l'incertitude des produits, et des risques financiers.

Les risques commerciaux liés aux actifs pipeliniers comprennent le risque de marché, le risque d'approvisionnement, le risque de concurrence, le risque d'exploitation et le risque de réglementation. Chacun de ces risques peut avoir un effet sur la capacité du réseau de générer des produits. Plusieurs de ces risques peuvent influer sur le débit. Il existe différents moyens d'atténuer les risques commerciaux liés au débit ou encore à la capacité du pipeline de générer des produits. Par exemple, lorsque les volumes sont incertains, les contrats de service garanti peuvent accroître le degré de certitude quant aux produits et au bénéfice, sans égard aux volumes réels expédiés.

Les biens de production d'une entreprise, y compris les actifs pipeliniers, sont habituellement financés au moyen d'emprunts et de capitaux propres. L'incertitude liée au bénéfice présente également un risque à l'égard de la dette. Les porteurs de titres d'emprunt sont toutefois payés avant les investisseurs, parce que les distributions en trésorerie ne sont versées aux investisseurs que lorsque d'autres engagements en lien avec les flux de trésorerie ont été respectés. Par conséquent, les risques financiers peuvent multiplier les risques commerciaux assumés par les investisseurs.

Les accords financiers répartissent l'incertitude liée au bénéfice entre les différents fournisseurs de capital financier (c'est-à-dire entre la dette et les capitaux propres). Si un accord financier accroît la certitude de remboursement de la dette, il expose les investisseurs à une plus grande incertitude relativement à un bénéfice.

3.2 Incertitude de l'approvisionnement

Le risque comporte d'ordinaire deux aspects distincts : l'incertitude ou la probabilité qu'un événement se produise et les conséquences si l'événement se produit. La présente section porte plus particulièrement sur l'incertitude de l'approvisionnement. L'incertitude de l'approvisionnement découle de la taille et des caractéristiques inconnues des réserves ainsi que des taux de production que les réserves pourront soutenir. La section 3.3 porte sur l'incidence ou le fardeau de cette incertitude.

Opinion des parties

Demandeur

Le demandeur a plaidé que le risque d'approvisionnement en gaz avait changé substantiellement par rapport au risque supputé par le propriétaire du réseau dans le cadre de l'instance GH-6-96.

Le rapport GLJ de 1999 présente une courbe de probabilité des réserves estimées selon laquelle le volume de gaz naturel avoisinerait 92,07 10^9m^3 (3,25 Tpi^3) dans les réserves prouvées, 116,14 10^9m^3 (4,1 Tpi^3) dans les réserves escomptées et plus de 141,64 10^9m^3 (5 Tpi^3) dans les réserves prouvées, probables et possibles[10]. Le demandeur a soutenu que selon des données sur les réserves déclarées publiquement, les estimations de réserves prouvées dans les champs initiaux sont passées de 99,15 10^9m^3 (3,5 Tpi^3) en 1999 à 39,66 10^9m^3 (1,4 Tpi^3) en 2003. M. Inskip a souligné que les estimations relatives aux réserves et à la productibilité de 2007 diffèrent totalement des estimations faites dans les années 1990.

En 1999, GLJ avait estimé que la production des réserves existantes et des découvertes attendues pourrait fournir au réseau le débit de 556 500 GJ/j (530 000 MBTU/j) sur lequel est fondé le scénario de base. En 1999, malgré une certaine incertitude relativement aux réserves gazières, le demandeur estimait qu'un débit de 609 000 GJ/j (580 000 MBTU/j) était réaliste compte tenu des autres découvertes attendues dans la région.

M. Inskip a fait remarquer qu'en 1999, des prêteurs étaient préoccupés par l'éventualité qu'à un débit de 609 000 GJ/j (580 000 MBTU/j), la production à partir des réserves prouvées s'étende sur moins de 15 ans. Selon eux, la situation créait bien plus qu'une simple insuffisance de l'approvisionnement en gaz par rapport au terme des obligations de 1999.

Ministère de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse (MÉNÉ)

Le MÉNÉ a fait valoir que ce que le demandeur considère comme un risque d'approvisionnement est davantage un risque découlant du fait que le débit déclencheur de l'application de la clause d'entiercement, soit 609 000 GJ/j (580 000 MBTU/j), est déraisonnable et que ce niveau a été négocié de manière imprudente.

---

10 La preuve a été déposée en unité de mesure anglo-saxonne (billions de pieds cubes ou Tpi^3) que l'Office a convertie en divisant le volume indiqué en Tpi^3 par un facteur de conversion de 35,301, puis en multipliant le résultat par 1 000 de manière à obtenir une mesure métrique en milliards de mètres cubes (10^9m^3).

ECPG

Le rapport GLJ de 1999 présente les réserves selon une démarche probabiliste. Par exemple, il utilise le terme « réserves gazières prouvées » pour désigner les réserves dont la probabilité de production est égale ou supérieure à 80 %. L'ECPG a affirmé que les réserves prouvées étaient insuffisantes pour permettre le remboursement de la dette sur 20 ans et qu'il était essentiel de faire d'autres découvertes ou de mettre en valeur d'autres réserves pour soutenir une production de 609 000 GJ/j (580 000 MBTU/j). M. McCormick a fait valoir que d'autres découvertes ou qu'un accroissement des réserves au-delà des ADI auraient été nécessaires au demandeur pour soutenir un tel débit.

L'ECPG a souligné que le rapport sur la productibilité – 2007 fait état d'une production cumulative de 33,99 10^9m^3 (1,2 Tpi^3) tirée des réserves du PÉES en 2007 et prévoit une production supplémentaire de 48,16 10^9m^3 (1,7 Tpi^3) jusqu'en 2025, tirée des réserves récupérables restantes estimées du PÉES, d'autres découvertes importantes, du projet Deep Panuke, du champ McCully et des réserves potentielles de méthane de houille sur terre. De manière cumulative, ces volumes représentent des réserves de 82,15 10^9m^3 (2,9 Tpi^3).

L'ECPG a fait observer que ce total de 82,15 10^9m^3 (2,9 Tpi^3) se situe dans la fourchette indiquée dans le rapport GLJ, à un niveau de probabilité de 90 %. L'ECPG en a conclu que l'approvisionnement estimé en 2007 restait dans la fourchette de probabilité des réserves connues et prises en considération en 1999. L'ECPG a affirmé que le risque d'approvisionnement n'a pas augmenté par rapport à ce qui a été pris en compte par l'Office dans le cadre de l'instance GH-6-96 et par le demandeur et ses prêteurs en 1999.

M. McCormick a fait référence au scénario de rechange dont le débit s'élève à 609 000 GJ/j (580 000 MBTU/j), qui constitue l'annexe II du rapport GLJ de 1999. Il a fait remarquer que même les réserves prouvées et probables ne pourraient soutenir le débit de ce scénario jusqu'à l'échéance des obligations de 1999. Les producteurs n'auraient pas pu penser qu'une productibilité de 609 000 GJ/j (580 000 MBTU/j) était possible. L'ECPG a soutenu que les expéditeurs et les producteurs n'avaient pas été consultés quant au caractère raisonnable d'une productibilité de 609 000 GJ/j (580 000 MBTU/j).

L'ECPG a fait valoir que l'essence même du risque réside dans la possibilité que la réalité se révèle d'une manière différente. Il s'agit de la matérialisation d'un risque pris et non pas d'un nouveau risque. L'incertitude liée à l'approvisionnement est ainsi la concrétisation d'un risque examiné dans le cadre de l'instance GH-6-96, pris et assumé par le demandeur et pour lequel il a été dédommagé d'entrée de jeu.

3.3 Incidence de l'incertitude de l'approvisionnement

Pendant la discussion visant à déterminer quelle partie à l'instance subit l'incidence de l'incertitude de l'approvisionnement, une certaine confusion quant à la terminologie utilisée dans la preuve a été relevée. Le sigle M&NP a été utilisé indifféremment pour désigner le réseau, le commandité, les commanditaires, la société en commandite et le commandité au nom des commanditaires de la société ou au nom de la société en commandite.

Par exemple, le demandeur a affirmé que les produits ne seraient plus imputés à M&NP et que M&NP ne dégageait aucun produit du projet. Le demandeur a toutefois clarifié un peu plus tard son emploi du sigle et expliqué que la demande concerne le rendement du capital investi dans le réseau et non pas les distributions en trésorerie aux investisseurs. Le demandeur a précisé qu'il sollicitait l'autorisation de l'Office relativement à des besoins en produits supplémentaires pour les impératifs commerciaux liés au réseau et que sa demande concerne plus particulièrement les droits exigés pour l'utilisation du réseau réglementé.

Opinion des parties

Demandeur

Le demandeur a plaidé qu'il ne réalisait pas un rendement équitable sur le capital investi. Selon lui, le total du capital investi s'est accru du montant des fonds mis en main tierce dans le compte de garantie bloqué depuis 2007.

M. Vander Weide a affirmé que M&NP n'avait pu réaliser le rendement du capital-actions autorisé en 2008 et en 2009, principalement parce que le solde du compte de garantie bloqué a fait grimper le ratio du capital-actions bien au-delà du ratio présumé du capital-actions, qui sert à déterminer les besoins en produits. Il a par ailleurs décrit l'incidence sur les capitaux propres du bilan de la société en commandite, découlant de l'incapacité de verser des distributions aux associés, car, a-t-il fait remarquer, le ratio présumé du capital-actions ordinaires était de 31,98 % en 2008 alors que le ratio du capital-actions réel s'élevait à 35,90 % en 2008 et à 41,33 % en moyenne en 2009. La preuve de M. Vander Weide montre que pour réaliser un rendement équitable, les associés de M&NP doivent être indemnisés de l'incidence de la clause d'entiercement sur leur investissement dans M&NP.

M. Reed a fait valoir que la capitalisation du compte de garantie bloqué sans constatation au titre des droits empêche M&NP de réaliser le rendement du capital-actions autorisé. Le demandeur a par la suite précisé que ces références visent la société en commandite.

M^{me} McShane a avancé que le déclenchement de la clause d'entiercement est en fait la concrétisation du risque d'approvisionnement en gaz et que ce risque était plus grand dans le cas présent que dans le cas de l'instance GH-6-96. On a demandé à M^{me} McShane de comparer son emploi du terme « risque d'approvisionnement » à la définition de l'Office de ce terme. M^{me} McShane a affirmé que le demandeur ne sollicitait pas un rendement du capital-actions autorisé plus élevé pour compenser le risque d'approvisionnement accru, mais plutôt le redressement de la situation relativement à la capacité des investisseurs d'obtenir un rendement sur leur investissement.

Le demandeur a reconnu que les produits dépendent davantage des contrats de service garanti que des volumes de gaz. Le demandeur s'attend à recouvrer entièrement ses besoins en produits d'ici la fin de 2019.

MÉNÉ

Le MÉNÉ a observé que la décision du demandeur de créer le compte de garantie bloqué permettait à celui-ci de réagir à des risques dont il était responsable dans le cadre de sa gestion

du réseau. Le MÉNÉ a soutenu que les producteurs et les expéditeurs ne devraient pas subir les répercussions entraînées par la concrétisation de ce risque.

ECPG

L'ECPG a affirmé que la capacité du réseau de générer des produits n'était pas compromise en raison de l'incertitude de l'approvisionnement, puisque le réseau continue de toucher des produits. L'ECPG a ajouté que la capacité du réseau de générer des produits ne dépend pas des réserves, mais plutôt des ESG, des AUR et de l'entente d'appui conclue avec Mobil. L'ECPG a fait valoir que les divers accords de transport permettent d'atténuer le risque d'approvisionnement accepté par le demandeur.

Par ailleurs, M. Johnson a laissé entendre que la capacité des commanditaires de générer des produits n'a pas été altérée de manière importante puisque les commanditaires peuvent offrir en garantie les actifs du compte de garantie bloqué pour emprunter des capitaux à un taux d'intérêt nominal. M. Johnson a soutenu que si les fonds mis en main tierce appartiennent aux commanditaires, alors le coût de renonciation devrait être assumé par les commanditaires et non pas par la société en commandite.

L'ECPG a plaidé que la question des fonds versés dans le compte de garantie bloqué est une question qui relève de la société en commandite et qu'elle n'a rien à voir avec les activités d'exploitation d'un pipeline réglementé. Invoquant le principe de l'autonomie, l'ECPG a fait remarquer que l'utilisation des fonds obtenus par l'entremise des droits approuvés par l'ONÉ est une question qui relève de la société.

3.4 Responsabilité relativement au risque

Opinion des parties

Demandeur

Dans le cadre des démarches en vue d'obtenir du financement, le demandeur a été convaincu d'accepter la clause d'entiercement, de même que le débit seuil de 609 000 GJ/j (580 000 MBTU/j) imposé par les prêteurs pour l'application de la clause d'entiercement. Le demandeur a affirmé que la clause d'entiercement faisait partie de l'ensemble du montage financier nécessaire à la construction du réseau. Il a ajouté qu'une solution de rechange consistant à contracter une dette sur 15 ans avait été envisagée, mais n'était pas viable puisque les taux s'y rattachant n'auraient pas permis de respecter la restriction applicable aux droits imposée par l'entente d'appui conclue avec Mobil. Selon M. Reed, ce montage financier était essentiel à l'établissement d'un levier élevé, d'un faible coût d'emprunt et d'un terme de 20 ans pour la dette, qui sont autant de facteurs importants à la réalisation de l'objectif visant les droits.

Le demandeur a affirmé que de l'avis des parties qui l'ont représenté pendant les négociations visant à obtenir du financement, la probabilité que le deuxième essai de gaz échoue était faible. Il ne s'attendait pas à ce que l'application de la clause d'entiercement soit déclenchée. M. Inskip a précisé que les prêteurs s'attendent habituellement à ce que le risque d'approvisionnement en gaz porte sur les capitaux propres plutôt que sur la dette.

MÉNÉ

Le MÉNÉ a plaidé que la direction doit être tenue responsable de certains risques et qu'elle doit s'assurer que les coûts sont engagés de manière prudente et raisonnable. Le fait de tenir la direction responsable motive cette dernière à agir de manière prudente et raisonnable.

ECPG

L'ECPG estime pour sa part que le demandeur disposait d'autres options de financement (p. ex., une notation inférieure des obligations). Le groupe a par ailleurs fait observer qu'il était très probable que la clause d'entiercement soit appliquée. L'ECPG n'était pas préoccupé par la probabilité que la clause devienne applicable, puisqu'il n'avait aucune idée que le demandeur proposerait de traiter le compte de garantie bloqué comme des capitaux propres dans sa base tarifaire.

L'ECPG a affirmé que M&NP n'avait jamais, avant de s'engager relativement à la clause d'entiercement dans le cadre du montage financier de 1999, obtenu ou cherché à obtenir l'accord des expéditeurs à ce sujet. Selon l'ECPG, aucun membre du groupe n'a été informé du montage financier de 1999 et, par conséquent, n'a pu donner son accord à un tel montage.

3.5 Opinion de l'Office

Risque d'approvisionnement

L'Office définit le terme *risque d'approvisionnement* comme le « risque que la disponibilité matérielle de ressources en gaz naturel affecte la capacité d'un pipeline de générer des produits »[11]. Bien que le demandeur ait fait renvoi au risque d'approvisionnement, son emploi du terme ne correspond pas à la définition que donne l'Office à ce terme.

Une certaine incertitude entourait et continue d'entourer les réserves et la production gazière nécessaires pour assurer le débit requis sur le réseau. L'incertitude de l'approvisionnement a des incidences diverses. Le demandeur n'a pas déposé d'élément de preuve démontrant que la capacité du réseau de générer des produits était à risque en raison de l'incertitude de l'approvisionnement ou de la clause d'entiercement. Qui plus est, le demandeur a affirmé que la capacité des actifs pipeliniers de générer des produits n'était pas à risque. Le demandeur a décrit les effets de l'incertitude de l'approvisionnement sur les porteurs de titres d'emprunt et sur les investisseurs et non pas sur la capacité du réseau de générer des produits.

L'Office souligne que la demande concernant le risque d'approvisionnement n'a pas été entièrement élaborée. Si elle l'avait été, les parties auraient présenté des experts de l'approvisionnement et peut-être aussi de l'amortissement. L'Office estime que malgré certains

---

11 Motifs de décision RH-1-2008 relativement à une demande de Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. concernant le coût du capital pour 2007 et 2008, p. 13 de 111 (version électronique). La définition est fondée sur l'usage antérieur. Voir par exemple les Motifs de décision RH-4-2001, dans lesquels l'Office stipule que « [l]e risque d'approvisionnement peut être défini comme le risque que la disponibilité d'approvisionnements puisse nuire à la capacité du réseau principal de générer des recettes. Le risque d'approvisionnement est lié à la disponibilité physique de gaz naturel. »

éléments de preuve en lien avec les réserves et la productibilité, le fondement probatoire est insuffisant pour conclure que le risque d'approvisionnement relatif au réseau a changé.

Type de risque

Lorsqu'il détermine les besoins en produits d'un pipeline, l'Office examine dans quelle mesure il faut compenser les risques commerciaux qui ont une incidence sur la capacité des actifs pipeliniers de générer des produits. Parce qu'il est conscient que les risques commerciaux proviennent de sources diverses, l'Office autorise un rendement plus élevé dans le cas d'un pipeline réglementé qui est exposé à de plus grands risques. Ainsi, l'établissement de droits justes et raisonnables dans des cas de réglementation du coût du rendement permet aux porteurs de titres d'emprunt et aux investisseurs de réaliser un rendement équitable. La manière dont l'Office définit le terme rendement équitable a évolué au fil du temps[12].

L'Office trouve que la clause d'entiercement a été conçue d'une manière qui suscite, dans les accords financiers, de l'incertitude relativement à l'approvisionnement. Selon l'Office, la clause d'entiercement dans la notice d'offre de 1999 n'a eu aucun effet sur les risques *commerciaux* liés au réseau. La clause d'entiercement a eu pour effet d'accroître les risques *financiers* pour les investisseurs et de réduire les risques financiers pour les prêteurs, comparativement à ce que ces risques auraient été autrement, toutes choses étant égales par ailleurs. Par conséquent, l'application de la clause d'entiercement n'est pas un risque d'approvisionnement selon la définition que l'Office donne à ce terme.

Responsabilité des décisions

Sous réserve de certaines restrictions, la responsabilité des accords financiers revient à la direction. Tel qu'il est stipulé dans les Motifs de décision RH-2-2004 phase II[13], dans un contexte de réglementation, la direction est mieux placée que l'organisme de réglementation pour faire des choix créatifs en matière de gestion de ses affaires. Cette décision de l'ONÉ suppose en outre que la direction doit assumer la responsabilité de ses choix. L'intervention de l'organisme de réglementation est requise dans la mesure où les accords financiers ont une incidence sur les droits justes et raisonnables et sur la possibilité de rendement équitable.

Le demandeur a affirmé que pour atteindre les objectifs de droits peu élevés, il a dû accepter les accords financiers contenant la clause d'entiercement. L'Office estime que la preuve produite n'est pas suffisante pour appuyer cette affirmation. D'autant plus que les prévisions du rapport Beck relativement aux droits étaient inférieures aux droits limites convenus dans l'entente d'appui conclue avec Mobil tant dans le cas du scénario de base que du scénario de rechange. Il existait cependant d'autres solutions pour répondre aux préoccupations des porteurs de titres d'emprunt. Le demandeur aurait pu recourir à une combinaison de ce qui suit : davantage de capitaux propres, des taux d'intérêt plus élevés, une période de remboursement plus courte afin

---

12 L'Office a décrit sa démarche pour déterminer le rendement équitable dans divers motifs de décision, notamment les suivants : RH-2-94, RH-1-2002, RH-2-2004 et RH-1-2008. La Loi n'exige pas de l'Office qu'il adopte une méthode particulière à cet effet. Les droits doivent être justes et raisonnables, peu importe la méthode employée. Voir *TransCanada Pipelines Ltd. c. Canada (Office national de l'énergie)*, 2004 CAF 149, paragraphes 33 et 34.

13 Motifs de décision RH-2-2004 Phase II relativement à une demande de TransCanada PipeLines Limited concernant le coût du capital, chapitre 3

de mieux tenir compte des réserves prouvées et des réserves escomptées et d'autres modalités. Le commandité avait la responsabilité de choisir parmi de telles options. L'Office n'est pas convaincu que le demandeur n'aurait pas atteint l'objectif de droits peu élevés compte tenu des autres accords financiers qu'il aurait pu conclure.

Le commandité a accepté les accords financiers, dont la clause d'entiercement qui a eu pour effet d'accroître le risque financier pour les investisseurs. Sans ces accords financiers, l'incertitude de l'approvisionnement aurait peut-être eu une incidence sur les paiements relatifs aux obligations de 1999. Les dispositions des accords financiers isolaient toutefois les détenteurs d'obligations de ce risque. Les accords financiers conclus ont eu pour effet de transférer l'incidence de l'incertitude de l'approvisionnement des prêteurs aux investisseurs. Les principaux bénéficiaires de la clause d'entiercement sont les prêteurs. La direction du demandeur a la responsabilité des accords financiers et des risques qui en découlent.

Transparence

Selon le commandité, ce sont les expéditeurs, et non pas le demandeur, qui devraient assumer les conséquences de l'application de la clause d'entiercement et, par conséquent, qui devraient payer des droits supplémentaires. Si tel était le cas, l'Office estime que les expéditeurs et les producteurs auraient dû recevoir des renseignements explicites à ce sujet afin d'être en mesure de prendre des décisions éclairées.

D'après le demandeur, il n'y avait qu'une faible probabilité que la clause d'entiercement soit déclenchée. Les producteurs et les expéditeurs disposaient cependant de données plus exactes pour conseiller le demandeur quant à cette probabilité. Durant l'instance, les producteurs ont indiqué qu'à leur avis, il était fort probable que la clause d'entiercement soit appliquée. Leur opinion était fondée sur les renseignements contenus dans le rapport GLJ de 1999.

De manière générale, les expéditeurs comprennent qu'ils sont exposés à l'évolution des conditions du marché chaque fois qu'un refinancement a lieu. On ne peut supposer que les expéditeurs et les producteurs savaient que le demandeur ferait porter sur eux la responsabilité d'une compensation pour les fonds transférés au compte de garantie bloqué. De l'avis du demandeur, parce que les producteurs lui ont fourni des données sur les réserves pour appuyer les accords financiers, ils auraient dû savoir que leur reviendrait la responsabilité de le dédommager de l'obligation de mettre des fonds en main tierce. L'Office n'est pas d'accord.

Dans des décisions antérieures concernant la transparence, l'Office a établi le principe que les expéditeurs doivent, avant les négociations, être informés des conditions d'accès au pipeline. Le principe vise à assurer la transparence et à permettre aux participants au marché de prendre des décisions éclairées relativement à l'approvisionnement et au marché en tant que tel, dans le but d'en favoriser l'efficience[14]. L'Office est d'avis que ce principe de transparence devrait s'étendre également aux situations où des décisions de la direction relativement à un pipeline sont susceptibles de transférer des risques importants du pipeline aux expéditeurs. Les expéditeurs doivent être au courant du transfert de tels risques afin de prendre des décisions éclairées quant à leur participation à tout projet.

---

14 Motifs de décision RH-3-2004 relativement à une demande de TransCanada PipeLines Limited concernant la jonction North Bay, p. 23 de 98 (version électronique) et note 1

Chapitre 4

Traitement du compte de garantie bloqué

L'approvisionnement, le risque et la responsabilité quant au financement ont été abordés au chapitre 3. Le chapitre 4 traite de la caractérisation du compte de garantie bloqué et de son incidence sur l'intérêt et le rendement équitable.

Le demandeur a sollicité un rendement sur les avoirs du compte de garantie bloqué, car à son avis, les fonds mis en main tierce sont des capitaux propres. Le montant demandé de 30,38 millions de dollars comprend un rendement de 11,8 % sur le solde moyen du compte de garantie bloqué, soit 161 millions de dollars pour 2010, ainsi qu'une provision au titre des impôts sur le bénéfice.

4.1 Caractérisation du compte de garantie bloqué

Opinion des parties

Demandeur

Le demandeur a plaidé que le compte de garantie bloqué est un actif de la base tarifaire parce qu'il est utilisé et utile et qu'il a été engagé de manière prudente. Le demandeur a ajouté que cet actif est capitalisé à 100 % par des capitaux propres et qu'à ce titre, il devrait fournir un rendement sur les capitaux propres.

M. Reed a recommandé à l'Office de déterminer si la clause d'entiercement était une condition raisonnable pour contracter la dette nécessaire au financement du projet. Il a laissé entendre que, dans l'éventualité où la réponse à cette première question serait affirmative, la question suivante consisterait à déterminer si les soldes du compte de garantie bloqué ont été engagés et gérés de manière prudente. M. Reed s'est fié à la preuve de M. Inskip pour établir que la clause était raisonnable. M. Inskip, qui représentait les prêteurs, a affirmé que le compte de garantie bloqué est un mécanisme qui offre une protection raisonnable aux prêteurs.

Le demandeur a fait valoir que le compte de garantie bloqué contient des fonds qui auraient autrement fait l'objet de distributions aux promoteurs du projet, à titre de rendement de leur investissement dans le réseau. Les fonds mis en main tierce nantissent la dette en espèces, parce qu'ils doivent être déposés dans le compte de garantie bloqué afin de rassurer les prêteurs quant au service de la dette pendant la durée de vie des réserves de gaz. Le compte de garantie bloqué a été détenu au profit des prêteurs en 2010, particulièrement des porteurs d'obligations de 1999, et selon le demandeur, il représente une participation supplémentaire au capital du réseau.

M. Reed n'était pas au courant d'un cas identique à celui en l'espèce où la même question a été examinée. Il a toutefois avancé que certains principes de tarification s'appliquaient à ce cas. Il a par exemple suggéré que le traitement du compte de garantie bloqué en tant que base tarifaire est comparable au traitement du fonds de roulement en espèces requis pour l'exploitation d'un

réseau pipelinier. Dans le cas présent, a-t-il souligné, la similarité réside en ce que le compte de garantie bloqué est nécessaire pour soutenir les emprunts obligataires. M. Reed a également cité plusieurs causes aux États-Unis où des services publics ont été autorisés à récupérer certains coûts, liés notamment à l'arbitrage de taux d'intérêt négatif attribuable à une clause restrictive. Il a affirmé que ces causes s'appliquent tout autant aux services publics d'appartenance privée qui, en raison du financement de leurs projets, dépendent en grande partie du financement par emprunts, comme les services publics appartenant à l'État.

M. Inskip a affirmé que les fonds du compte de garantie bloqué sont des capitaux propres puisque sans la clause d'entiercement, ces fonds auraient été disponibles pour distribution aux porteurs de titres de participation. M. Vander Weide a souligné que les capitaux propres sont en fait la participation résiduelle dans les actifs d'une entité après déduction de ses passifs. Selon lui, le montant croissant des fonds mis en main tierce équivaut à un accroissement des capitaux propres des commanditaires.

M. Reed a précisé que le demandeur constate le compte de garantie bloqué au bilan de la société en commandite à titre d'actif à court terme soumis à des restrictions. Si les fonds avaient été distribués, le solde des capitaux propres des commanditaires aurait été réduit, alors qu'en fait, il augmente. M[me] McShane a observé qu'à mesure que le solde du compte de garantie bloqué s'accroissait, la réduction des actifs pipeliniers connexes était contrepassée, ce qui a entraîné une augmentation importante des capitaux propres constatés. Elle souligne que cela se traduit par des capitaux propres différentiels au bilan de la société en commandite.

Dans sa preuve, M. Reed a allégué qu'en l'absence de la clause d'entiercement, les capitaux propres des commanditaires dans le réseau auraient diminué pour passer de 241 millions de dollars à la fin de 2007 à environ 204 millions de dollars à la fin de 2010, ce qui est conforme à la réduction des immobilisations nettes et des obligations liées au remboursement de la dette. En raison de la clause d'entiercement toutefois, les capitaux propres devraient s'accroître d'environ 394 millions de dollars d'ici la fin de 2010, pour une différence de 190 millions de dollars. L'accroissement net de 190 millions de dollars des capitaux propres est comparable à la prévision relative au solde du compte de garantie bloqué à la fin de 2010 d'environ 190 millions de dollars. M. Reed a fait observer que la variation nette du solde des capitaux propres contrebalance entièrement le solde du compte de garantie bloqué, ce qui montre que le compte de garantie bloqué a été entièrement capitalisé au moyen de capitaux propres.

M. Reed a affirmé que les fonds du compte de garantie bloqué sont des capitaux propres puisque sans la clause d'entiercement, ces fonds auraient été disponibles pour distribution aux commanditaires. Il a ensuite souligné le vaste soutien des organismes de réglementation nord-américains à l'égard de l'établissement de droits qui tiennent compte des clauses de financement restrictives des services publics, particulièrement en ce qui concerne les services publics de l'État pour qui la dette est la principale source de capital extérieur.

M[me] McShane a décrit le compte de garantie bloqué comme un actif pipelinier connexe. Elle s'est fondée sur la preuve de M. Vander Weide qui, à son avis, établit que la totalité du montant inscrit au titre des capitaux propres des commanditaires dans les états financiers de la société en commandite correspond à la définition de capitaux propres. Elle s'est en outre fondée sur la

preuve de M. Reed qui, d'après elle, démontre que le compte de garantie bloqué a été entièrement capitalisé au moyen de capitaux propres.

M[me] McShane a souligné que selon les états financiers vérifiés de la société en commandite, les capitaux propres sont passés de 234 millions de dollars en 2006 (année précédant le déclenchement de la clause d'entiercement) à 347 millions de dollars à la fin de 2009.

M[me] McShane a par ailleurs précisé que le rapport le plus récent (2009) de DBRS sur la société en commandite fait état des prévisions de baisse continue du ratio d'endettement, attribuable à l'amortissement de la dette et à l'accroissement des capitaux propres de manière continue compte tenu de l'interruption des distributions aux propriétaires et de l'accumulation correspondante dans le compte de garantie bloqué, sans dépenses en immobilisations importantes.

MÉNÉ

Le MÉNÉ a fait observer que l'Office avait déterminé que des tarifs raisonnables tiennent compte des coûts engagés de manière raisonnable et prudente et il a soutenu qu'il incombait au demandeur d'établir que les coûts qu'il souhaite inclure dans les droits ont été engagés de manière prudente et raisonnable. Il a cité ce qui suit :

> [Traduction] Le service public sera jugé prudent s'il fait preuve de jugement et s'il prend des décisions qui sont raisonnables au moment où elles sont prises et selon l'information qui était à la disposition du propriétaire du service public ou qui aurait dû l'être au moment où la décision a été prise. Bien qu'elle ait droit à un rendement équitable, l'entreprise de service public doit prendre en considération l'intérêt de ses clients.[15]

Le MÉNÉ a fait valoir que l'inclusion dans les droits d'une compensation supplémentaire relativement au compte de garantie bloqué serait à la fois injuste et déraisonnable et que le rendement du capital-actions sollicité à l'égard du compte de garantie bloqué devrait être refusé car il n'a pas été engagé de manière prudente.

ECPG

L'ECPG a soutenu que les adjectifs « prudent » et « raisonnable » ne sont pas synonymes. Le groupe a cité deux causes pour montrer que la question des synonymes n'est pas claire et qu'elle repose sur les lois applicables. L'ECPG a plaidé qu'il n'est pas nécessaire de constater la « prudence » puisqu'il n'y a aucune dépense à évaluer étant donné que le compte de garantie bloqué n'a pas été créé en raison d'une dépense, mais d'un accord contractuel ayant pour effet d'interrompre momentanément les distributions en trésorerie aux investisseurs.

---

15 Test de la prudence, tel qu'il a été décrit dans la décision 2001-110 de l'Alberta Energy and Utilities Board intitulée *Methodology for Managing Gas Supply Portfolios and Determining Gas Cost Recovery Rates Proceeding and Gas Rate Unbundling Proceeding - Part B-1: Deferred Gas Account Reconciliation for ATCO Gas*, p. 14 de 40 (version électronique en anglais seulement) et confirmé par la Cour d'appel de l'Alberta dans l'instance *ATCO Gas and Pipelines Ltd. v. Alberta (Energy and Utilities Board)*, 2005 ABCA 122, paragraphes 59 et 73.

L'ECPG a soutenu que l'approbation de la demande par l'Office se traduirait par des droits qui seraient injustes et déraisonnables pour le transport sur le réseau de M&NP, ce qui constituerait une violation des principes et pratiques de réglementation, notamment du principe de l'autonomie, de la norme de rendement équitable et de la méthode fondée sur le coût du service.

Le témoin de l'ECPG, M. Johnson, a fait valoir que le compte de garantie bloqué est un actif qui appartient à la société en commandite et qu'il est largement capitalisé par des capitaux propres. M. Johnson a cependant fait observer que même s'il s'agit d'actifs de la société en commandite, il ne s'agit pas nécessairement d'actifs réglementés[16]. Il a cité d'autres instances d'actifs exclus de la base tarifaire et de passifs exclus de la capitalisation réglementée.

M. Johnson a soutenu que le compte de garantie bloqué n'est pas un actif de la base tarifaire, car s'il l'était, le rendement et la structure du capital appropriée seraient estimés, non pas réels. Par ailleurs, le faible risque inhérent à l'actif détenu serait pris en considération. Après avoir cité quelques décisions de l'ONÉ, M. Johnson a souligné que depuis des décennies, les organismes de réglementation du Canada exercent leurs activités de réglementation au moyen de données estimées, et non réelles, sur la structure du capital.

L'ECPG, après avoir relevé la base traditionnelle de la méthode fondée sur le coût du service, a soutenu qu'approuver la demande reviendrait à recapitaliser le réseau de manière unilatérale. Cela ferait augmenter la base tarifaire du montant de 260 millions de dollars qui se trouvera dans le compte de garantie bloqué en 2012.

L'ECPG a affirmé que l'Office avait décrit le principe de l'autonomie comme un « concept fondamental dans la réglementation des services publics »[17]. L'ECPG a cité ce qui suit pour décrire le principe de l'autonomie :

> [Traduction] Suivant le principe de l'autonomie, un service public est réglementé comme si la prestation du service soumis à la réglementation était la seule activité à laquelle se livre l'entreprise. Le coût associé à la prestation du service public et les droits exigés doivent traduire uniquement les frais, le coût du capital, les risques et les rendements exigés qui sont associés à la prestation du service réglementé.[18]

L'ECPG a plaidé que la preuve porte en grande partie sur la société en commandite et non pas sur le réseau réglementé qui assure le service de transport. Le fait que les distributions aux commanditaires aient été interrompues afin de s'acquitter d'une obligation à l'égard des prêteurs n'a pas de rapport avec les activités d'exploitation du réseau réglementé.

---

16 L'avocat représentant l'ECPG a affirmé que le demandeur défendait une position où les choses se font à l'envers; c'est-à-dire où la comptabilité prescrit à la loi et aux principes de la réglementation et non pas l'inverse.

17 Motifs de décision RH-R-I-2002 relativement à une demande de TransCanada PipeLines Limited sollicitant la révision de la décision RH-4-2001 concernant le coût du capital, p. 35 de 49 (version électronique)

18 *Ibid.*

Opinion de l'Office

Objet du compte de garantie bloqué

Le compte de garantie bloqué est un actif que le commandité détient légalement au nom des commanditaires. Les fonds mis en main tierce sont détenus au profit des porteurs d'obligations, d'abord, et peuvent être distribués aux investisseurs, ensuite.

La clause d'entiercement semble fonctionner telle qu'elle a été envisagée par les parties à la notice d'offre de 1999. Les produits dégagés des droits permettent au demandeur de respecter ses engagements financiers.

Selon l'Office, l'interruption des distributions aux investisseurs est la concrétisation d'un risque financier qui faisait partie de l'entente acceptée par le commandité, au nom des investisseurs (les commanditaires), lorsque celui-ci a conclu l'accord financier comportant la clause d'entiercement. L'Office conclut ainsi que le compte de garantie bloqué est un actif financier qui n'est pas assujetti à sa réglementation.

Traitement réglementaire

Le pouvoir de l'Office porte sur le réseau. En vertu de la Loi, l'Office réglemente divers aspects du fonctionnement et du financement du réseau, dont les droits exigibles au titre des services de transport.

Le demandeur a fait des analogies avec le fonds de roulement en espèces, qui assure le financement des activités d'exploitation du réseau parce qu'il contribue à gérer le décalage continu entre les comptes débiteurs et les comptes créditeurs. Dans l'instance RH-6-85[19], l'Office a cependant précisé que le fonds de roulement en espèces ne devait pas inclure : les paiements d'intérêt sur la dette à long terme, parce que ces postes ne font pas partie de l'exploitation mais plutôt du financement de la société pipelinière, d'autres postes hors caisse, tels que les délais de recouvrement de l'amortissement, et les postes qui ne concernent pas les activités quotidiennes de la société. L'Office a nommément exclu les obligations contractuelles entre les actionnaires et les autres investisseurs.

L'Office juge que le compte de garantie bloqué ne sert pas aux activités d'exploitation du réseau, mais plutôt à satisfaire aux conditions acceptées par le commandité dans les accords financiers. Le compte de garantie bloqué découle d'une obligation contractuelle dont ont convenu les prêteurs et les investisseurs. Des accords financiers, tels qu'une autre structure de propriété, des échéances d'emprunt différentes, le refinancement des obligations de 1999 ou l'emprunt de fonds mis en main

19 Motifs de décision RH-6-85 relativement à une demande de Westcoast Transmission Company Limited concernant de nouveaux droits à compter du 1er janvier 1986, p. 110 de 162 (version électronique)

tierce par les commanditaires, n'auraient aucune incidence sur l'exploitation du réseau.

L'Office conclut que le compte de garantie bloqué est un actif, mais qu'il n'est pas un actif de la base tarifaire. Puisque le compte de garantie bloqué n'est pas un actif de la base tarifaire, l'Office juge que son existence n'a pas d'incidence sur le rendement équitable total du réseau.

Incidence sur la structure du capital

Le compte de garantie bloqué a été capitalisé grâce à la réaffectation de fonds qui auraient autrement été disponibles pour distribution aux investisseurs. L'Office constate que le compte de garantie bloqué a été capitalisé au moyen de bénéfices non répartis, comme le demandeur l'a précisé. Cependant, l'utilisation de bénéfices non répartis pour financer un actif n'a pas pour effet d'assujettir cet actif à la réglementation.

L'estimation de la structure du capital réputée pour les besoins de la réglementation présente un lien étroit avec le principe de l'autonomie. L'Office assure la réglementation de l'entreprise se rattachant à un pipeline comme si celle-ci était une entreprise distincte de la société. Aussi l'Office estime-t-il régulièrement la partie des actifs qui est réglementée, ainsi que les éléments pertinents de la structure du capital. L'existence temporaire du compte de garantie bloqué en tant qu'actif financier ne change pas la structure du capital réputée sur laquelle reposent les actifs de la base tarifaire du réseau.

Traitement comptable

Lorsque l'application de la clause d'entiercement a été déclenchée en 2007, les distributions en trésorerie ont été transférées au compte de garantie bloqué, conformément aux règles d'allocation des flux de trésorerie pour la période d'exploitation. Le transfert de flux de trésorerie a créé un actif financier temporaire, qui sert à garantir la dette, et les fonds y sont détenus à titre de liquidités soumises à des restrictions en raison d'un accord financier.

Le compte de garantie bloqué est constaté au bilan de la société en commandite en tant que liquidités. Dans sa preuve, le demandeur a fondé un grand nombre de ses conclusions sur le traitement comptable du compte de garantie bloqué. Le traitement comptable ne motive cependant pas les décisions de réglementation. L'Office constate par ailleurs que le montant exigé dans le compte de garantie bloqué semble constituer une obligation contractuelle de la société en commandite, obligation qui n'apparaît pas au bilan de la société en commandite.

Prudence du mécanisme d'entiercement

Les parties à l'instance ont passé un certain temps à débattre de la question de la prudence et du caractère raisonnable. Puisque l'Office a conclu que l'incidence de l'application de la clause d'entiercement ne constitue pas un risque commercial que doivent assumer les expéditeurs et que le compte de garantie bloqué n'est pas un actif de la base tarifaire, il n'est pas nécessaire d'aborder la question de la prudence à l'égard du financement initial ou du déclenchement de la clause.

4.2 Accords financiers regroupés en un montage financier

Opinion des parties

Demandeur

Selon le demandeur, les expéditeurs ont tiré profit du montage financier comportant la clause d'entiercement. À son avis, le montage financier a contribué à maintenir les droits à un niveau qui a permis aux expéditeurs de pénétrer des marchés d'ancrage du Nord-Est des États-Unis. M. Inskip a affirmé qu'il est difficile de tirer des conclusions sur ce qu'auraient été les notations de crédit et les différentiels de taux en l'absence de dispositions particulières. Il a soutenu que la clause d'entiercement était la disposition clé en ce qui concerne les facteurs économiques fondamentaux du réseau.

Le demandeur a ajouté que les fonds détenus dans le compte de garantie bloqué ont joué en faveur du refinancement de 2009. À ce titre, les coûts liés à la clause d'entiercement peuvent être récupérés en bonne et due forme selon le modèle de tarification habituel de l'Office qui est fondé sur le coût du service. M. Inskip a en outre fait allusion aux obligations de 1999 comme au financement d'un projet et souligné que le financement d'un projet comporte une prime (c.-à-d. un taux d'intérêt plus élevé) comparativement à des obligations avec recours auprès des sociétés mères.

Le demandeur a fait valoir qu'au sens large, toutes les parties prenantes au projet ont tiré profit de la clause d'entiercement parce que celle-ci a permis la mise en branle du projet. Il a toutefois ajouté que c'étaient les expéditeurs, et non pas le demandeur, qui avaient tiré directement profit des modalités plus favorables de la dette. À l'origine, le demandeur n'a pas estimé les économies au titre des intérêts débiteurs pour 2010 et par la suite, car selon lui, de tels coûts différentiels relèvent de la spéculation. Dans sa contre-preuve, le demandeur a suggéré que des économies avaient été réalisées sur les obligations de 1999, sur les obligations de 2009 et sur l'emprunt bancaire de 1999. Selon lui, il s'agissait d'économies estimatives de l'ordre de 70 à 80 points de base, selon la notation des obligations en 1999. Il a toutefois indiqué qu'il existait un risque de conclusion erronée tirée de tels calculs, en raison de problèmes liés aux données et aux comparaisons. Le demandeur a utilisé ces estimations pour soutenir que les accords financiers avaient été contractés de manière prudente et que les expéditeurs et les producteurs en avaient profité. M. Reed a souligné que les avantages antérieurs tiennent directement à l'inclusion de cet actif dans la base tarifaire.

Le demandeur a indiqué qu'il n'arrivait pas à s'entendre avec les expéditeurs sur une compensation pour les fonds versés dans le compte de garantie bloqué ni sur le refinancement avec recouvrement d'une prime de compensation par l'entremise des tarifs. Le demandeur a précisé que si l'Office jugeait juste et raisonnable un avantage sur capitaux propres en contrepartie des fonds détenus dans le compte de garantie bloqué, alors :

> [Traduction] M&NP s'attend à ce que le refinancement de la dette existante et de la prime de compensation connexe se révèle moins coûteux pour les expéditeurs. Les coûts associés au ratio d'endettement qui découleraient du refinancement des obligations de 1999 (y compris la prime de compensation) seraient plus que neutralisés par les économies réalisées au moment du retour à la libre disposition des capitaux propres détenus dans le compte de garantie bloqué.

ECPG

L'ECPG a déclaré qu'il est impossible d'identifier ou de quantifier les avantages que procure, de l'avis du demandeur, la clause d'entiercement pour les expéditeurs. M. McCormick a fait valoir que sans le mécanisme de mise en main tierce, les prêteurs auraient déterminé un profil de risque plus élevé à l'égard du demandeur. Il a toutefois avoué ne pas savoir si le profil de risque établi par les prêteurs aurait permis de modifier la perception des agences de notation et des acheteurs d'obligations potentiels et, le cas échéant, dans quelle mesure.

M. McCormick a fait remarquer que le demandeur à l'instance GH-6-96 avait indiqué qu'il visait une notation financière de « BBB ». En dernier ressort, une obligation cotée « A » a été émise. Selon les estimations de M. McCormick, des profits de l'ordre de 60 points de base sur le principal des obligations de 1999 étaient possibles. Il a dit qu'il n'était pas clair que toutes les économies réalisées pourraient être attribuables à la clause d'entiercement. Les économies d'intérêts pourraient se chiffrer à 1,56 million de dollars sur l'encours de la dette de 260 millions de dollars. De l'avis de l'ECPG, la valeur des ces profits est rapetissée par le montant compensatoire de 30 millions de dollars sollicité par le demandeur pour 2010.

La preuve de M. McCormick reposait en partie sur des comparaisons du traitement d'importants comptes de report de sociétés réglementées par le gouvernement, notamment le compte de report pour le prix du pool de l'Alberta[20]. Dans cette instance, il a remarqué que le compte de report a entraîné une évaluation distincte de la structure du capital réputée et des coûts du capital, qui était appropriée au faible risque inhérent à l'actif.

Opinion de l'Office

Du point de vue du demandeur, la clause d'entiercement et le compte de garantie bloqué faisaient partie d'un montage financier visant le réseau. Le demandeur a étayé son point de vue de manière qualitative lorsqu'il a souligné que la clause d'entiercement avait profité aux expéditeurs du fait qu'elle avait donné lieu à des frais d'intérêt moins élevés. L'ECPG et le

20 Décision 2001-92 de l'Alberta Energy and Utilities Board intitulée *GENCO and DISCO 2000 pool price deferral accounts proceeding: Part K: Recovery period, carrying cost rates, collection issues, and hedging issues* (en anglais seulement)

demandeur ont fourni des renseignements limités sur la possibilité de réaliser des économies d'intérêt sur les obligations de 1999.

L'Office estime que la possibilité de réaliser des économies d'intérêt ne justifierait pas de traiter le compte de garantie bloqué comme des capitaux propres. Que la clause d'entiercement l'ait aidé ou non à obtenir du financement par obligations en 1999 ou en 2009, le demandeur n'a pas démontré de quelle manière les économies d'intérêt potentielles passées, présentes ou futures constituaient la base du montant compensatoire demandé pour 2010.

4.3 Rendement équitable

Opinion des parties

Demandeur

Le demandeur a plaidé que s'il ne touche pas de montant compensatoire pour le compte de garantie bloqué, il n'aura pas la possibilité de réaliser un rendement équitable sur le capital fourni par les investisseurs, ce qu'il est tenu de réaliser pour appuyer son entreprise pipelinière réglementée. Le demandeur a soutenu que le compte de garantie bloqué accroît le montant des capitaux propres sur lesquels repose la base tarifaire et, par conséquent, qu'il accroît le coût moyen pondéré du capital.

M[me] McShane a suggéré que pour assurer à M&NP une compensation équitable sur la totalité des capitaux propres qui étayent l'ensemble des actifs pipeliniers, le compte de garantie bloqué pourrait être traité comme une base tarifaire différentielle qui est entièrement capitalisée par des capitaux propres et à laquelle est appliqué un rendement du capital-actions approprié. M[me] McShane a indiqué que les capitaux propres ne seraient récupérés qu'ultérieurement, lorsqu'une plus grande incertitude entourerait les produits.

Le demandeur a affirmé qu'en ce qui concerne les produits pour capitaliser le compte de garantie bloqué, les contrats de service garanti sont plus pertinents que les volumes de gaz. Le demandeur s'attend à ce qu'il y ait un espoir raisonnable de combler tous ses besoins en produits chaque année de 2012 à 2019. Il s'attend en outre à verser des distributions aux commanditaires pour chacune de ces années.

À la demande de l'Office, le demandeur a présenté des estimations de distributions en trésorerie annuelles selon trois scénarios. Si l'application de la clause d'entiercement n'avait pas été déclenchée, les distributions en trésorerie estimées auraient atteint 650,5 millions de dollars pendant la période de 2008 à 2019. Dans les deux autres scénarios, l'application de la clause d'entiercement a été déclenchée. Si, conformément au deuxième scénario, la demande aux présentes était rejetée, les distributions en trésorerie estimées se chiffreraient à 653,8 millions de dollars pendant la période de 2008 à 2019. Le troisième scénario fait état des distributions en trésorerie si la demande aux présentes était approuvée et d'un traitement similaire pendant la période de prévision. Selon ce dernier scénario, les distributions en trésorerie estimées

s'élèveraient à 900,6 millions de dollars (voir la section 4.3.2 où ces données sont illustrées par l'Office dans la figure 4-1).

ECPG

L'ECPG a fait valoir que l'imposition d'un supplément a pour effet de faire peser sur les expéditeurs les conséquences de la concrétisation d'un risque pris par le demandeur et pour lequel le demandeur a été indemnisé par l'entremise du rendement autorisé qu'il réalise depuis 1999.

L'ECPG a suggéré que la perception d'un montant supplémentaire de 30 millions de dollars pour 2010 pourrait être interprétée comme la fixation du total du coût moyen pondéré du capital après impôt à 7,66 %, ce qui n'est pas conforme à la norme de rendement équitable. Selon les calculs de l'ECPG, le coût réel de la dette sur lequel repose la base tarifaire serait de 24,6 % si le montant compensatoire demandé était approuvé.

L'ECPG a affirmé que le demandeur avait assumé le risque d'approvisionnement quand il a sollicité un rendement accru dans le cadre de l'instance GH-6-96. L'ECPG s'est fondé sur les motifs de décision GH-6-96 et RH-1-2000 pour appuyer son point de vue selon lequel le demandeur avait été indemnisé pour le risque d'approvisionnement, notamment par l'entremise d'un rendement du capital-actions de 13 %. L'ECPG a ajouté que le rendement réalisé par le demandeur dépasse de façon constante d'environ 300 points de base le taux de rendement établi selon la formule de l'Office[21].

L'ECPG a affirmé qu'en 1999, le demandeur s'était vu autoriser un taux de rendement 13 % sur 25 % du capital-actions. Le groupe a fait observer que compte tenu du taux de 6,9 % visant la tranche restante de 75 %, le rendement total sur la base tarifaire atteint 8,425 %, exclusion faite de la charge fiscale. L'ECPG a rappelé qu'en 1999, l'avocat qui représentait le propriétaire du réseau avait soutenu que le taux de rendement du capital-actions autorisé de 13 % visait à tenir compte du risque découlant du raccordement à un nouveau bassin d'approvisionnement en gaz et à de nouveaux marchés[22].

L'ECPG a par ailleurs soutenu que le rendement général du demandeur était stable ou affichait une tendance à la hausse, contrairement au rendement du capital-actions ordinaire décroissant que l'ONÉ a déterminé selon la formule RH-2-94 au cours des dix dernières années.

Opinion de l'Office

Le demandeur savait depuis le départ que l'approvisionnement serait incertain parce que le réseau transporterait du gaz provenant d'une seule source : un bassin non prouvé. Tout au long de la période de 1999 à 2000, le demandeur a perçu des droits qui comprenaient une compensation pour

21 Le rendement établi selon la formule de l'ONÉ fait référence au taux de rendement du capital-actions ordinaire établi selon une formule définie au cours de l'instance RH-2-94 concernant le coût du capital de plusieurs sociétés pipelinières.

22 L'allégation avait été faite dans le but de différencier un tel risque du risque de dépassement des coûts d'immobilisations.

les risques liés au réseau. Les rendements totaux des cinq premières années ont été établis selon la décision GH-6-96, dans laquelle l'Office stipule que toute partie intéressée peut demander à l'Office de modifier la structure financière et le rendement du capital-actions ordinaire déterminés par réglementation si les circonstances changent au cours de la période. Par la suite, le rendement total était ajusté au moyen d'un règlement négocié qui était déposé et approuvé pour appuyer les droits justes et raisonnables. Au cours des dix dernières années, le demandeur n'a pas demandé à l'Office de compensation au motif que le risque d'approvisionnement avait évolué. Cette période couvre les années 1999 à 2007, où le risque que la clause d'entiercement soit déclenchée existait, et les années 2007 à 2009, où les fonds se sont accumulés dans le compte de garantie bloqué.

Exception faite de la question concernant les fonds mis en main tierce, les droits exigibles pour 2010 ont été convenus par le truchement d'un règlement négocié. D'ordinaire, le risque financier et le risque d'approvisionnement seraient traités au cours de la négociation ou de l'établissement du rendement total autorisé d'un pipeline. La présente instance n'avait pas pour but de déterminer si le rendement négocié pour 2010 suffit pour compenser les risques commerciaux auxquels est exposé le demandeur.

Les distributions en trésorerie aux investisseurs sont différentes du rendement de la base tarifaire. Le réseau affiche un rendement sur la base tarifaire. En règle générale, les paiements versés aux investisseurs ne font pas l'objet d'une décision de réglementation. Cependant, comme il l'a précisé dans sa décision RH-R-1-2002, l'Office peut examiner des éléments autres que le pipeline assujetti à sa réglementation pour déterminer si le rendement est équitable.

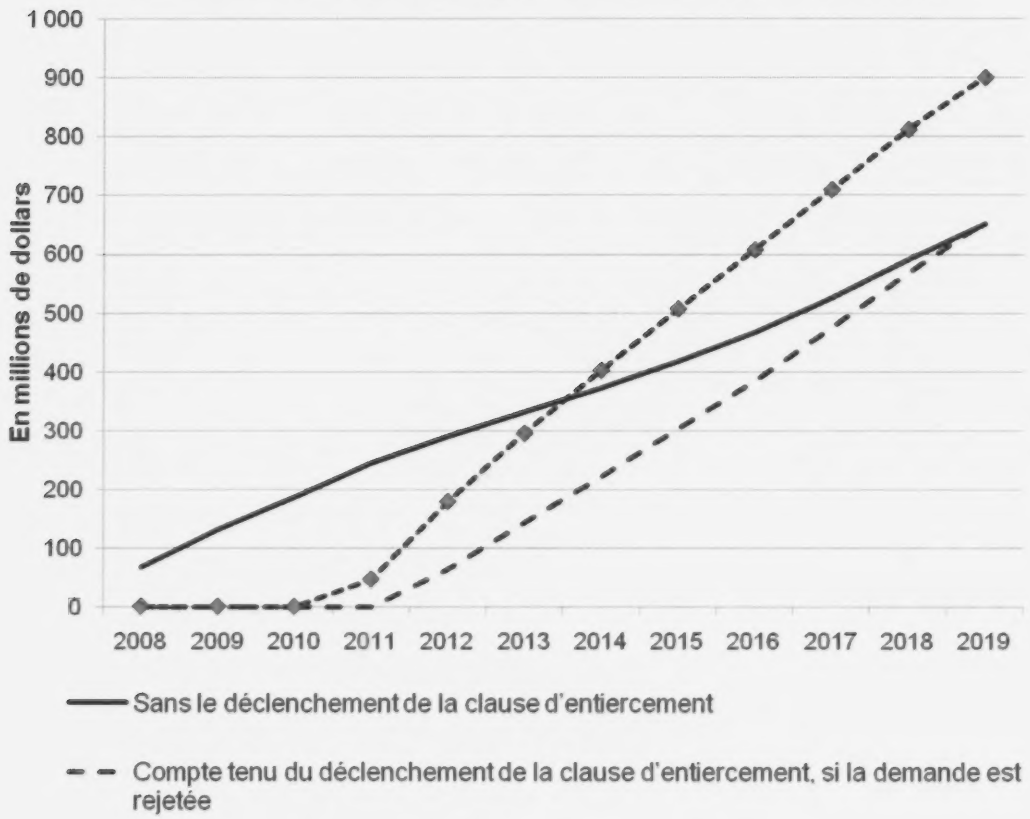
Les distributions aux investisseurs sont interrompues à court terme. Dans l'intervalle, la valeur nette réelle de l'investissement des commanditaires dans le réseau s'accroît à l'acquittée. L'Office reconnaît que la valeur de la trésorerie en main est plus élevée que la valeur de la trésorerie future. Les distributions ont toutefois été interrompues aux termes d'un accord financier et non pas par l'organisme de réglementation.

Le commandité s'attend à ce que les distributions reprennent sous peu. Le demandeur a déclaré que si l'application de la clause d'entiercement n'avait pas été déclenchée, les distributions en trésorerie se seraient chiffrées à 650,5 millions de dollars pendant la période de 2008 à 2019 (voir la ligne continue du graphique ci-après)[23]. Si la demande était

23 La figure 4-1 est un graphique produit par l'Office au moyen des données sur les prévisons fournies dans la pièce B-16 (scénarios portant sur la période de 2008 à 2019) déposée par le demandeur.

rejetée, le commandité s'attendrait à verser un montant comparable[24] d'ici 2019 (voir la ligne en tirets du graphique ci-après). L'Office conclut que le demandeur est en mesure d'offrir un rendement sur le capital à ses investisseurs.

Figure 4-1
Distributions cumulées depuis 2008 pour les trois scénarios



Selon l'hypothèse où un montant compensatoire de 30,38 millions de dollars était approuvé pour 2010 relativement au compte de garantie bloqué et où un traitement similaire était autorisé jusqu'en 2019, le commandité s'attendrait à verser un montant total du même ordre, mais plus rapidement (voir la ligne en traits et en points du graphique)[25].

---

24 Tel qu'il est précisé à la section 4.3.1, sans le compte de garantie bloqué, le demandeur s'attendait à pouvoir verser des distributions en trésorerie de 650,5 millions de dollars. Si la demande était rejetée, le demandeur s'attendrait à pouvoir verser des distributions en trésorerie de 653,8 millions de dollars.

25 Tel qu'il est précisé à la section 4.3.1, selon le troisième scénario hypothétique, le demandeur s'attendait à verser au total des distributions en trésorerie de 900,6 millions de dollars, soit 250 millions de dollars de plus que si la clause d'entiercement n'avait pas été appliquée.

Grâce aux dispositions prises par le commandité, notamment des contrats avec les expéditeurs et les producteurs, la probabilité que les investisseurs récupèrent leur investissement est élevée. Les perspectives du demandeur quant aux réserves escomptées et possibles étaient positives malgré l'approvisionnement incertain. Compte tenu de ses perspectives positives, le demandeur estimait qu'il était peu probable que la clause d'entiercement soit déclenchée. La notice d'offre de 1999 et les documents connexes ne recommandaient pas de traiter les fonds du compte de garantie bloqué comme des capitaux propres dans la base tarifaire. La documentation faisait état de quelques mesures à prendre à l'égard des investisseurs en cas du déclenchement de la clause d'entiercement. Il s'agissait entre autres d'un refinancement avec prime de compensation et d'offres de garanties par une personne morale afin d'avoir accès aux fonds mis en main tierce.

L'Office conclut que le commandité, au nom des commanditaires, était conscient du risque pour les investisseurs et que ces derniers ont eu l'occasion d'atténuer l'incidence du risque qu'ils couraient. Le demandeur n'a pas fait la preuve qu'il n'a pas été en mesure de réaliser un rendement équitable sur le capital investi dans la base tarifaire.

Chapitre 5

Dispositif

Dans la lettre d'accompagnement de l'ordonnance d'audience RH-4-2010, l'Office a souligné que, dans l'éventualité où sa décision autoriserait la compensation du demandeur pour les fonds versés dans le compte de garantie bloqué, il accorderait un délai aux parties pour négocier le montant compensatoire qui convient. Si l'Office déterminait que le demandeur ne devrait pas se voir accorder de montant compensatoire pour les fonds versés dans le compte de garantie bloqué, il établirait les droits définitifs de 2010 à un montant égal aux droits provisoires de 2010 prévus au règlement négocié.

L'Office a sollicité les commentaires des parties quant à leur besoin d'être guidées au cours d'un tel processus de négociation. Le demandeur a pour sa part déclaré qu'il était peu probable que des négociations sur les affaires courantes, comme des règlements pour 2011 et 2012, aient lieu tant que la question des fonds versés dans le compte de garantie bloqué n'est pas résolue, et que des lignes directrices afin de limiter les résultats possibles amélioreraient les possibilités de négociations réussies et réduiraient les possibilités de retard sur le plan de la réglementation. L'ECPG a indiqué qu'il n'avait pas besoin d'être guidé par l'Office si le seul point à négocier était le rendement du capital-actions, mais qu'il trouverait utiles les conseils de l'Office s'il y avait d'autres moyens de déterminer la compensation, tels que la marge, le coût de la dette ou une structure de capital différente.

L'Office a demandé au demandeur et à l'ECPG quelle était leur interprétation des étapes à venir. D'un commun accord, les deux parties ont répondu que si l'Office juge que les droits définitifs de 2010 ne doivent pas comprendre de montant compensatoire pour les fonds versés dans le compte de garantie bloqué, elles s'attendent à ce que l'Office établisse les droits provisoires comme étant les droits définitifs.

L'Office a déterminé qu'en 2010, un montant compensatoire pour les fonds versés dans le compte de garantie bloqué n'était pas justifié. Par conséquent, l'Office rejette la demande.

Puisque l'Office a déterminé qu'en 2010, un montant compensatoire pour les fonds versés dans le compte de garantie bloqué n'était pas justifié, la présente instance ne nécessite pas de deuxième phase. C'est pourquoi aucune ligne directrice ne sera fournie à ce sujet.

Les chapitres qui précèdent ainsi que l'ordonnance TG-03-2011 constituent nos motifs de décision relativement à la demande de M&NP visant les droits définitifs de 2010. L'ordonnance TG-03-2011 donne effet à la décision de l'Office de rendre définitifs les droits provisoires.

R.J. Harrison, c.r.
Membre présidant l'audience

R.R. George
Membre

L. Mercier
Membre

Calgary (Alberta)
Juin 2011

Annexe I

Liste des questions

L'Office a relevé les questions suivantes pour examen au cours de l'audience (la liste n'est pas exhaustive) :

1. Les droits de 2010 devraient-ils inclure un montant compensatoire pour les fonds détenus dans le compte de garantie bloqué?

   a) Rôle de la disposition pertinente : passé, présent et futur

   b) Pouvoir de l'Office d'exiger une compensation pour les fonds versés dans le compte de garantie bloqué

2. Si les droits de 2010 devraient inclure un montant compensatoire pour les fonds versés dans le compte de garantie bloqué, comment ce montant devrait-il être établi?

   a) Rapport entre les fonds versés dans le compte de garantie bloqué et le bilan et la base tarifaire

   b) Rapport entre le versement de fonds dans le compte de garantie bloqué et les autres modes de financement

   c) Incidence sur les flux de trésorerie des propriétaires

Annexe II

Ordonnance TG-03-2011

RELATIVEMENT À la *Loi sur l'office national de l'énergie* (la Loi) et à ses règlements d'application;

RELATIVEMENT À une demande déposée par Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd. (M&NP Management Ltd.), au nom de Maritimes & Northeast Pipeline Limited Partnership, en vue de l'approbation des droits définitifs pour 2010 aux termes de la partie IV de la Loi, demande déposée auprès de l'Office national de l'énergie (l'Office) en date du 26 juillet 2010 sous le numéro de dossier OF-Tolls-Group1-M124-2010-02 01.

DEVANT l'Office, le 1er juin 2011.

ATTENDU QUE l'ordonnance TGI-05-2009 délivrée par l'Office le 17 décembre 2009 autorise les droits exigibles par M&NP Management Ltd. à titre provisoire à compter du 1er janvier 2010;

ATTENDU QUE M&NP Management Ltd. est autorisée à exiger des droits de service provisoires à compter du 1er avril 2010, conformément aux dispositions du règlement négocié visant les droits exigibles par M&NP Management Ltd. pour 2010 qui a été approuvé par l'Office en vertu de l'ordonnance TGI-01-2010 délivrée le 17 mars 2010;

ATTENDU QUE le 26 juillet 2010, M&NP Management Ltd. a demandé à l'Office d'approuver les droits définitifs exigibles du 1er janvier au 31 décembre 2010, lesquels reflètent le recouvrement par M&NP Management Ltd. d'un montant de 30,38 millions de dollars en guise de compensation pour les fonds détenus dans le compte de garantie bloqué.

ATTENDU QUE l'Office a délivré l'ordonnance d'audience RH-4-2010 le 13 octobre 2010;

ATTENDU QUE l'audience s'est déroulée à Halifax, en Nouvelle-Écosse, du 1er au 3 mars 2011, et à Calgary, en Alberta, les 23 et 24 mars 2011;

ATTENDU QUE l'Office a examiné la demande de M&NP Management Ltd. et a tranché la question des fonds détenus dans le compte de garantie bloqué par une décision selon laquelle il juge qu'un montant compensatoire pour les fonds détenus dans le compte de garantie bloqué n'est pas justifié;

À CES CAUSES, IL EST ORDONNÉ QU'en vertu de la partie IV de la Loi, les droits établis dans le règlement négocié visant les droits exigibles par M&NP Management Ltd. pour 2010 soient approuvés à titre de droits définitifs pour la période du 1er janvier 2010 au 31 décembre 2010, sans ajustement au total des besoins en produits pour compenser les fonds détenus dans le compte de garantie bloqué.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

Anne-Marie Erickson
Secrétaire de l'Office